



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE ENGENHARIA CIVIL**

**KAIO QUEIROZ DE CARVALHO**

**ANALISE COMPARATIVA ENTRE INVERSORES STRING TRADICIONAIS E  
MICROINVERSORES COM TECNOLOGIA MLPE.**

**FORTALEZA  
2022**

KAIO QUEIROZ DE CARVALHO

**ANALISE COMPARATIVA ENTRE INVERSORES STRING TRADICIONAIS E  
MICROINVERSORES COM TECNOLOGIA MLPE.**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Civil

Orientador: Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2022

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

1. Análise Técnica. 2. Análise Financeira. 3. Geração FV.. 4. String. 5. Microinversor. I. Título.  
CDD 620

KAIO QUEIROZ DE CARVALHO

**ANALISE COMPARATIVA ENTRE INVERSORES STRING TRADICIONAIS E  
MICROINVERSORES COM TECNOLOGIA MLPE.**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Civil

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

Aprovado em: 30 / 05 / 2022 .

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho. (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dra. Marisete Dantas de Aquino  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Mst. Eng. Rebeca Dantas

A Deus.

Aos meus pais, Adelmo e Lucineide.

## **AGRADECIMENTOS**

À Universidade Federal do Ceará, pelo apoio à minha formação e por todos os ensinamentos ao longo desses 5 anos de graduação.

Ao Prof. Dr. Paulo Carvalho, pela excelente orientação.

Aos participantes da banca examinadora Prof Dra. Marisete Dantas de Aquino e Eng. Rebeca Dantas pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões, que me permitiram apresentar um melhor desempenho no meu processo de formação profissional.

Aos meus pais Adelmo e Lucineide e meu irmão Kauê, por todo amor e suporte durante minha jornada, sempre presentes nos melhores e nos piores momentos para me aconselhar e incentivar.

Minha namorada Thais, que me apoiou incondicionalmente e compreendeu minha ausência enquanto me dedicava à realização desta monografia.

À todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

## RESUMO

Devido à necessidade de buscar novas alternativas para a geração de energia limpa e trazer conceitos de sustentabilidade, têm se desenvolvido muitos estudos relacionados à geração fotovoltaica (FV) que contribuem para disseminação deste conhecimento. Esta monografia mostra uma análise comparativa entre dois sistemas com duas tecnologias utilizadas no mercado de geração FV, *string* tradicional e microinversores, sendo elas comparadas sob as mesmas condições climáticas, localizadas no município de Fortaleza no estado do Ceará. O sistema 1 possui 14 kW de potência de saída com 42 módulos FV, distribuídos em 5 *strings*, uma de 18 módulos e quatro de 6 módulos, já o sistema 2 possui 9,6 kW de potência de saída com 32 módulos ligados individualmente em cada uma das quatro entradas dos oito microinversores. Tendo isso em vista, foram feitas comparações através das análises técnicas e financeiras dos dois sistemas, tanto para os primeiros 12 meses de operação, como para um horizonte de 25 anos e trazendo vantagens e desvantagens nas suas respectivas utilizações e as principais características das duas tecnologias. Após a realização das comparações técnico-financeiras, foi possível identificar que as duas propostas são válidas e muito rentáveis, com a TIR de 32,8% e 30,3%, *payback* de 3 anos e 7 meses e 3 anos e 11 meses e LCOE de R\$ 0,16351 e R\$ 0,16152 para os sistemas 1 e 2 respectivamente, em função disso é possível dizer que o sistema 1 teve um desempenho superior em TIR (2,5%) e *payback* (4 meses), mas inferior quanto ao LCOE (0,00199 R\$/kWh) para um horizonte de 25 anos. Quando comparamos os primeiros 12 meses, percebemos que o Sistema 2 teve um custo equivalente de 7,47 R\$/kWp menor do que o sistema 1. Ao avaliarmos o desempenho técnico o sistema 2 foi muito superior ao sistema 1 com uma produtividade final 15,19% maior. Levando em consideração a análise desses indicadores, para sistemas residenciais, é possível dizer que o Sistema 2 teve um desempenho melhor do que o Sistema 1. Porém, é válido ressaltar que a escolha de cada tecnologia dependerá muito mais das características preliminares de cada projeto.

Palavras-chave: Análise Técnica; Análise Financeira; Geração FV; *String*; Microinversor.

## ABSTRACT

Due to the need of seek for new alternatives to produce clean energy and bring sustainability concepts, many studies related to solar energy have been developed that contribute to the dissemination of this knowledge. This monograph shows a comparative analysis between two systems with two technologies, traditional string and microinverters, being compared under the same climatic conditions, located in the city of Fortaleza in the state of Ceará. The System 1 has 14 kW of output power with 42 PV modules, distributed in 5 strings, one with 18 modules and four with 6 modules, the System 2 has 9.6 kW of output power with 32 modules individually linked in each one of the inputs of the eight microinverters. Technical and financial analyzes were made, comparing the two systems on the first 12 months of operation, for the next 25 years of operation and tracing advantages and disadvantages in their respective uses and the main characteristics of both technologies. After carrying out the technical-financial comparisons, it was possible to identify that the two proposals are valid and very profitable, with an IRR of 32.8% and 30.3%, payback of 3 years and 7 months and 3 years and 11 months and LCOE of R\$ 0.16351 and R\$ 0.16152 for systems 1 and 2 respectively. That being said, it is possible to say that system 1 has a superior performance in IRR (2.5%) and payback (4 months), but lower in LCOE (0.00199 R\$/kWh) in 25 years. When we compare the first 12 months, we notice that System 2 had an equivalent cost of 7.47 R\$/kWp less than System 1. The technical performance of System 2 was much higher than System 1 with a final productivity 15.19% higher. Considering the analysis of these indicators, for residential systems, it is possible to say that System 2 has a better performance than System 1. Therefore, it is valid to emphasize that the choice of each technology will depend much more on the preliminary characteristics of each project.

Keywords: Technical Analysis; Financial analysis; photovoltaic energy; String; Microinverter.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.....	15
Figura 2 - Matriz energética brasileira .....	16
Figura 3 - Células fotovoltaicas Sílico mono e policristalino .....	19
Figura 4 - Diferenças entre <i>String</i> Tradicional e MLPE frente ao sombreamento. .....	22
Figura 5 – Composição tarifária TE.....	26
Figura 6 – Composição tarifária TUSD.....	27
Figura 7 – OPEX em USD/kW/ano para cada sistema .....	34
Figura 8 - Aumento e redução do consumo 2020 a 2021. ....	39
Figura 9 - Fluxograma da Metodologia.....	40
Figura 10 – Layout Sistema 1 Pós-Instalação.....	44
Figura 11 – Layout Sistema 2 Pós-Instalação.....	54

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Identificação das Unidades Geradoras.....	33
Tabela 2 – Tarifas Enel/CE dezembro/2020 a novembro/2021 e média .....	38
Tabela 3 – Reajuste tarifário Enel/CE de 2013 a 2021 .....	39
Tabela 4 – Dados preliminares Sistema 1.....	42
Tabela 5 – Consumo registrado pela Enel/CE de dezembro/2020 a novembro/2021, Sistema 1.....	43
Tabela 6 – Geração simulada para o primeiro ano de operação - Sistema 1. .	45
Tabela 7 – Geração real obtida pelo SolarWeb - Sistema 1. ....	46
Tabela 8 – Geração simulada x Geração Real - Sistema 1. ....	47
Tabela 9 – Economia mês a mês - Sistema 1.....	48
Tabela 10 – Geração simulada para 25 anos de operação - Sistema 1.....	49
Tabela 11 – Fluxo de caixa e parâmetros financeiros – Sistema 1. ....	51
Tabela 12 – Dados preliminares Sistema 2.....	52
Tabela 13 – Consumo registrado pela Enel/CE de dezembro/2020 a novembro/2021, Sistema 2.....	53
Tabela 14 – Geração simulada para o primeiro ano de operação - Sistema 2.	55
Tabela 15 – Geração real obtida pelo EMA - Sistema 2. ....	56
Tabela 16 – Geração simulada x Geração Real - Sistema 1.....	57
Tabela 17 – Economia mês a mês - Sistema 2.....	58
Tabela 18 – Geração simulada para 25 anos de operação - Sistema 2.....	59
Tabela 19 – Fluxo de caixa e parâmetros financeiros – Sistema 2. ....	61
Tabela 20 – Comparação Custo equivalente. ....	62
Tabela 21 – Resultados dos parâmetros financeiros Sistema 1 e Sistema 2...	63
Tabela 22 – Variação de Produtividade (kWh/kWp).....	64

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
UFC	Universidade Federal do Ceará
CREG	Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética
trad.	Tradutor
ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara Comercializadora de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
GD	Geração Distribuída
GC	Geração Centralizada
EMUC	Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras
TIR	Taxa Interna de Retorno
ROI	Retorno sobre o Investimento
LCOE	Custo Nivelado da Energia - <i>Levelized Cost of Energy</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
REN	Resolução Normativa
OPEX	Custo de Operação e Manutenção – <i>Operational Expenditure</i>
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Custo de Investimento – <i>Capital Expenditure</i>
CC	Corrente Contínua
FV	Fotovoltaico
MPPT	Rastreamento da Máxima Potência – <i>Maximum Power Point Tracker</i>
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
O&M	Operação e Manutenção
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EMA	<i>Energy Monitoring &amp; Analysis</i>

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	15
1.1	Contextualização .....	15
1.2	Objetivos.....	17
1.2.1	<i>Geral</i> .....	17
1.2.2	<i>Específicos</i> .....	17
1.3	Justificativa .....	17
2.	REVISÃO TEÓRICA.....	19
2.1	Célula Fotovoltaica .....	19
2.2	Módulos Fotovoltaicos.....	19
2.3	Inversores.....	20
2.3.1	<i>Inversores String Tradicional</i> .....	20
2.3.2	<i>Microinversores</i> .....	21
2.4	Geração Distribuída.....	23
2.4.1	<i>Classificação quanto à potência</i> .....	23
2.4.2	<i>Classificação quanto à modalidade</i> .....	24
2.5	Faturamento Geração Distribuída .....	25
2.5.1	<i>Ciclo de Faturamento</i> .....	25
2.5.2	<i>Consumo de Energia</i> .....	26
2.5.3	<i>Energia Injetada</i> .....	28
2.5.4	<i>Consumo Simultâneo ou Autoconsumo Local</i> .....	28
2.5.5	<i>Créditos Excedentes e Saldo Acumulado</i> .....	29
2.5.6	<i>Compensação de Energia</i> .....	29
2.5.7	<i>Custo de Disponibilidade</i> .....	29
2.6	Métricas de Análise Financeira .....	30
2.6.1	<i>Levelized Cost of Energy (LCOE)</i> .....	30
2.6.2	<i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i> .....	30
2.6.3	<i>Payback</i> .....	31

3.	METODOLOGIA.....	32
3.1	Premissas preliminares .....	32
3.2	Custos .....	33
3.3	Análises Técnicas.....	34
3.4	Análises Financeiras .....	35
3.5	Simulação da Geração .....	37
3.6	Tarifas .....	38
3.7	Aumento do Consumo.....	39
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	41
4.1	Sistema 1 – String Tradicional.....	41
4.1.1	<i>Dados preliminares</i> .....	41
4.1.2	<i>Consumo médio</i> .....	42
4.1.3	<i>Arranjo dos módulos</i> .....	43
4.1.4	<i>CAPEX</i> .....	44
4.1.5	<i>OPEX</i> .....	44
4.1.6	<i>Simulação primeiro ano</i> .....	45
4.1.7	<i>Geração Real primeiros 12 meses</i> .....	45
4.1.8	<i>Economia primeiros 12 meses</i> .....	47
4.1.9	<i>Simulação de 25 anos de operação</i> .....	48
4.1.10	<i>Análise Financeira</i> .....	50
4.2	Sistema 2 – Microinversores .....	51
4.2.1	<i>Dados preliminares</i> .....	52
4.2.2	<i>Consumo médio</i> .....	52
4.2.3	<i>Arranjo dos Módulos</i> .....	53
4.2.4	<i>CAPEX</i> .....	54
4.2.5	<i>OPEX</i> .....	54
4.2.6	<i>Simulação - Primeiro ano</i> .....	55

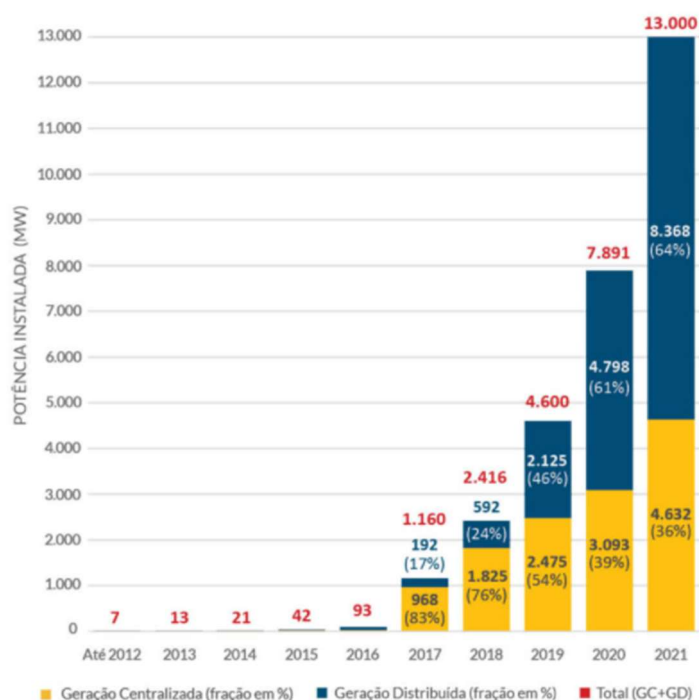
4.2.7	<i>Geração Real - 12 meses</i> .....	55
4.2.8	<i>Economia primeiros 12 meses</i> .....	57
4.2.9	<i>Simulação - 25 anos de operação</i> .....	58
4.2.10	<i>Análise Financeira</i> .....	60
4.3	Desempenho Financeiro .....	62
4.3.1	<i>Primeiros 12 meses</i> .....	62
4.3.2	<i>Próximos 25 anos</i> .....	62
4.4	Desempenho Técnico.....	64
4.4.1	<i>Primeiros 12 meses</i> .....	64
4.4.2	<i>Próximos 25 anos</i> .....	65
5.	CONCLUSÃO.....	67
5.1	Sugestão de Trabalhos Futuros.....	68
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	69

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 Contextualização

É de conhecimento geral, no âmbito acadêmico, que as energias renováveis estão cada vez mais em ascensão no mercado, conforme podemos perceber na figura 1. Além disso, estão entrando em pauta nas mais diversas discussões internacionais, visto que as atuais fontes de energia estão mostrando sinais de esgotamento e que a matriz energética de fontes fósseis causa danos ao meio ambiente com a emissão de gases poluentes.

Figura 1 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.

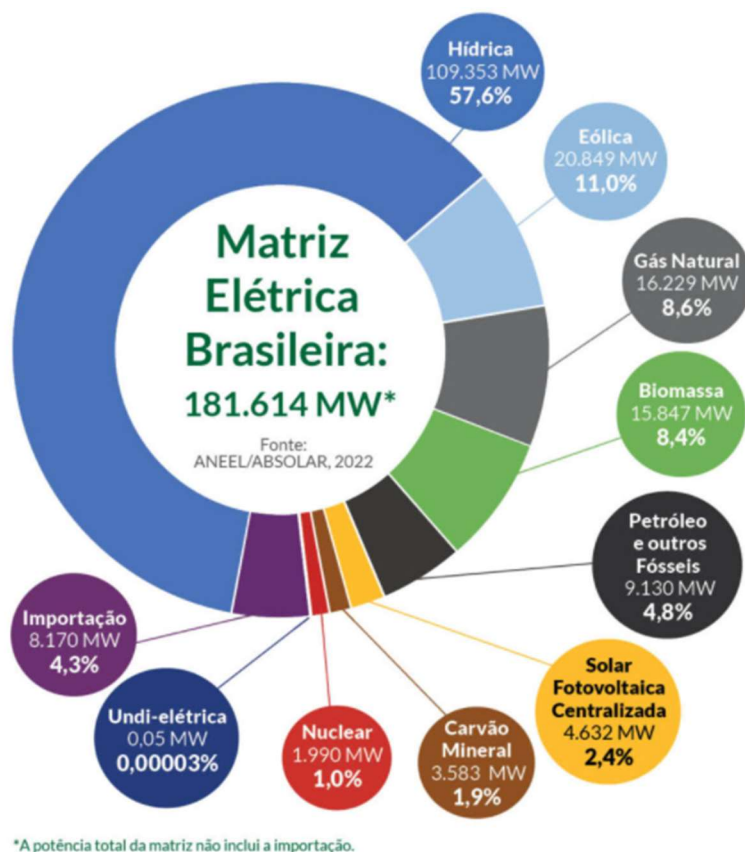


Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2022.

No Brasil, embora tenhamos uma matriz energética com bastante uso das energias renováveis, é possível observar que a maior parte dela é composta pelas usinas hidrelétricas, cerca de 57,6%, representando 109.353 MW, conforme figura 2 (ABSOLAR, 2022). Este fator é de grande relevância, pois o Brasil, nos últimos anos, está passando por diversas crises hídricas, o que aumenta ainda mais o custo dessa energia para o consumidor final, que a partir de junho de 2021, por determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica

(ANEEL), passou a pagar bandeira tarifária vermelha de patamar 2 e a previsão é que continue assim até o final do ano.

Figura 2 - Matriz energética brasileira



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2022.

Além disso, foi criada por determinação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), a fim de custear, com recursos da bandeira tarifária, os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia, a cobrança da bandeira escassez hídrica, que deverá permanecer pelo menos até abril de 2022 (ANEEL, 2021).

A geração fotovoltaica (FV) ganhou impulso com as resoluções normativas e incentivos do governo. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu a Resolução Normativa nº 482/2012 permitindo que qualquer unidade consumidora possa gerar energia elétrica e fazer sua distribuição para a rede das concessionárias, criando as modalidades de microgeração e



minigeração distribuída, sendo a primeira o principal ponto de análise neste trabalho.

Importante ressaltar que em 2015 houve uma revisão da REN 482/2012 e a publicação da Resolução Normativa 687/2015 que trouxe algumas mudanças, como a criação dos conceitos de geração remota, de geração compartilhada e do Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (EMUC), sendo essas as principais mudanças, pois permitiu que outras unidades consumidoras fossem abastecidas por geração fotovoltaica sem possuir um sistema no mesmo local de comissionamento de energia. Além disso, reduziu o prazo de aprovação do sistema junto à concessionária, reduziu a potência máxima de microgeração, antes de 100 kW para 75 kW, e aumentou a potência máxima de minigeração de 1 MW para 5 MW.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Geral**

Fazer uma análise comparativa entre duas tecnologias de inversores, os inversores de *string* tradicionais e os microinversores com tecnologia MLPE, e avaliar os cenários de economia e de desempenho que cada uma pode oferecer para consumidores do tipo B1 – Residencial – Convencional.

### **1.2.2 Específicos**

Apresentar e comparar as principais características das duas tecnologias; comparar o desempenho técnico e financeiro dos sistemas ao longo de um ano de funcionamento e Comparar financeiramente as duas unidades através do LCOE, do payback e da TIR para um horizonte de 25 anos

## **1.3 Justificativa**

Levando em consideração a extrema importância da variabilidade tecnológica, no sentido de ampliar as possibilidades na matriz energética do país, a fim de minimizar os custos de energia e o crescente interesse tanto de pessoas físicas como jurídicas de se tornarem prosumidores utilizando-se de energias renováveis como a FV, a análise contida nesta monografia pode ser utilizada pelos consumidores que desejem investir na geração FV.

Visto que esse tipo de consumidor é o mais comum dentre os tipos especificados pela ANEEL, 86,3% do total de unidades de acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EPE), e muitas vezes representam uma parcela da sociedade que ainda não vê as possibilidades geradas pela energia solar, é de suma importância que esse conhecimento seja compartilhado, para que possa se tornar mais comum o acesso à geração FV e aos benefícios trazidos por esta fonte limpa de energia.

Tendo isso em vista, a comparação entre duas tecnologias e os objetivos, podem contribuir para levantar o debate e desenvolver o interesse de investir em algumas dessas alternativas.

No Capítulo 2 deste trabalho é apresentada a revisão bibliográfica do tema. É feita uma abordagem sobre os principais componentes em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), sobre as principais características e as diferenças entre as tecnologias estudadas e sobre a regulamentação de geração distribuída, elencando as modalidades de consumo, as tarifas, a compensação de energia e os parâmetros financeiros utilizados para a análise comparativa.

O Capítulo 3 contém as premissas iniciais de caracterização dos dois sistemas, os métodos utilizados para calcular a energia produzida e os custos envolvidos no investimento e operação dos sistemas FV de cada uma das tecnologias estudadas. São apresentadas as premissas para a comparação e implementação de cada um dos métodos de análise técnico-financeira e os resultados obtidos.

O Capítulo 4 reúne e avalia os resultados da aplicação dos métodos propostos no Capítulo 3. Em função disso, avalia-se a produtividade final dos sistemas e faz-se uma comparação entre as gerações investigadas. Além disso, compara os custos de investimento e de operação e manutenção para cada sistema, comparando e aprofundando a análise dos indicadores LCOE, *Payback* e TIR. Os resultados da análise visam mostrar pontos críticos no qual um sistema poderia ser mais vantajoso que outro.

Por fim, o Capítulo 5 faz uma síntese dos resultados e discussões obtidos ao longo do estudo.

## 2. REVISÃO TEÓRICA

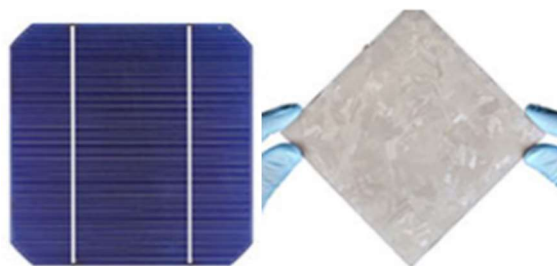
### 2.1 Célula Fotovoltaica

Uma célula FV é o dispositivo elétrico responsável pela geração de corrente, ou seja, converter a luz solar em eletricidade que possa ser aproveitada através do efeito FV. No efeito FV, a luz solar é convertida diretamente em energia elétrica, por meio de células compostas de materiais semicondutores que produzem uma diferença de potencial em seus terminais ao serem expostas à luz solar (fótons) (CRESESB, 2014).

Sabendo disso, existem diversos tipos de células fotovoltaicas de materiais diferentes, porém, a maioria das células solares são fabricadas a partir de silício, em virtude do aumento da eficiência e a tendência da redução nos custos dos processos de fabricação do mesmo (Parida; Iniyan; Goic, 2011). Este material tem características intermediárias entre um condutor e um isolante (ELY; SWART, 2014).

A tecnologia das células em análise são de silício monocristalino (mono-si) e silício policristalino (multi-si). A figura 3 mostra uma célula feita à base de silício monocristalino (esquerda) e outra à base de silício policristalino (direita).

Figura 3 - Células fotovoltaicas Silício mono e policristalino



Fonte: adaptado de <https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>, 2020.

### 2.2 Módulos Fotovoltaicos

Unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (NBR 10899:2013). Em geral, cada módulo é composto por 36 a 72 células fotovoltaicas que convertem a luz solar incidente em energia elétrica. Um módulo FV funciona da seguinte maneira: A luz solar incide nas placas causando o efeito

FV, a energia gerada por este efeito é direcionada ao inversor que transforma a corrente contínua (CC) gerada em corrente alternada (CA) adequada para utilização e distribui essa energia ao longo dos aparelhos do local.

## **2.3 Inversores**

A principal função de um inversor é transformar a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos em corrente alternada (CA), porém, alguns modelos também possuem a função de garantir a segurança do sistema, pois é capaz de identificar e limitar as oscilações de energia para que deixe de gerar energia caso a tensão da rede fique fora dos padrões determinados pelo PRODIST (NBR 10899:2013).

A tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação inferior a 230 kV deverá situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão (PRODIST, Módulo 8).

Existem diversos tipos de tecnologias envolvendo inversores, como sistemas “*on grid*” e “*off grid*”, além de tecnologias como inversores *string* tradicionais, microinversores, inversores centrais, entre outras. Porém, o objeto de estudo neste trabalho será especificamente os microinversores e os inversores *string* tradicionais.

É válido ressaltar que a funcionalidade das duas tecnologias é bem semelhante, pois ambas realizam a mesma função dentro de um sistema FV, porém, existem particularidades em cada uma que são bem interessantes e devem ser levadas em consideração no ato da compra e na avaliação do rendimento.

### **2.3.1 Inversores String Tradicional**

O inversor *string* tradicional foi desenvolvido para atender uma série de painéis composta por diversas placas solares fotovoltaicas, em função disso, as placas que estejam ligadas em série a esse inversor devem operar em um mesmo MPPT – “*Maximum power point tracker*”, este estágio, otimiza a energia em todas as placas simultaneamente.

Tendo isso em vista, durante a otimização simultânea, a adequação de potência no MPPT seguirá o padrão da placa com menor rendimento, causando

perda de eficiência na geração do sistema, principalmente frente aos problemas de sombreamento e sujidade.

Além disso, uma desvantagem particular dos sistemas de inversores *string*, é que na plataforma de monitoramento remoto, não é possível identificar problemas a nível modular, ou seja, é preciso mobilizar uma equipe para testar e identificar qual das placas dentro de uma *string* estaria em mal funcionamento.

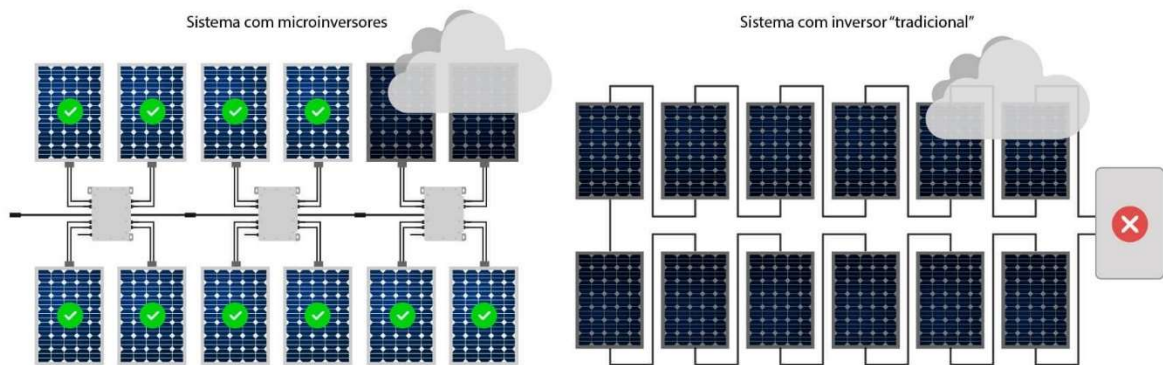
Existem também particularidades de instalação, durante esta etapa o instalador deve se atentar principalmente ao tamanho da *string*, ao ângulo de inclinação em relação ao sol, à quantidade de módulos ligadas a um mesmo MPPT, entre outros aspectos, tentando ao máximo buscar uma isonomia entre as placas ligadas em um mesmo MPPT.

### **2.3.2 Microinversores**

Os microinversores foram desenvolvidos para conectar painéis FV de forma independente entre si, proporcionando que cada módulo e microinversor atue como sua própria unidade de produção de energia (Frontin, 2017). Levando em consideração essa particularidade, é possível dizer que cada placa é ligada em um MPPT diferente que tem funcionamento independente, essa tecnologia é chamada de MLPE – “*Module level power electronics*”.

Em função dessa independência, inversores que possuem mais de uma entrada de MPPT podem otimizar a produção total do sistema de modo independente para diferentes módulos (Villalva & Gazoli, 2012), principalmente em locais onde há maiores sombreamentos. A figura 4 ilustra a diferença de operação entre um sistema com microinversores e um sistema com inversor *string* tradicional frente ao sombreamento:

Figura 4 - Diferenças entre *String* Tradicional e MLPE frente ao sombreamento.



Fonte: <https://www.neosolar.com.br/>, 2022.

Além disso, esse tipo de tecnologia facilita ainda mais a instalação dos módulos, visto que os microinversores são instalados diretamente abaixo das placas tornando o “*layout*” um pouco mais discreto e, devido à não necessidade de igualar quesitos como ângulo de incidência dos raios solares, tamanho de *strings*, entre outros, aumentando as possibilidades e facilitando a instalação do sistema.

Outro ponto importante é a possibilidade de avaliar no sistema de monitoramento remoto cada módulo individualmente, facilitando assim, a identificação de quaisquer problemas e trazendo mais agilidade no suporte técnico, pois ficará nítido qual placa está com um desempenho pior que as outras, permitindo também avaliar se o problema é defeito técnico, sombreamento, sujeira ou outro fator, tendo em vista que o principal problema que afeta a produção fotovoltaica está relacionado ao mal funcionamento das *strings* em geral (GLOBAL SOLAR AERIAL INSPECTION REPORT, 2021).

Por fim, destaca-se que este tipo de tecnologia ainda possui um *Capital Expenditure* (CAPEX) mais elevado, quando comparados sistemas equipotenciais de microinversores e *strings* tradicionais. Tal fato demonstra a importância de fazer um estudo adequado de viabilidade técnica e financeira dos sistemas.

## **2.4 Geração Distribuída**

Com a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 e posteriormente da Resolução Normativa nº 687/2015, tornou-se possível, através do investimento em energias renováveis ou cogeração qualificada, gerar a própria energia e injetar o excedente dessa energia gerada na rede da distribuidora local. Trazendo então, dois importantes conceitos aliados à essa inovação: sustentabilidade e economia para o consumidor.

Vale ressaltar que compete ao consumidor a iniciativa de instalação de micro ou minigeração distribuída, ou seja, a ANEEL não estabelece o custo dos geradores e tampouco eventuais condições de financiamento.

### **2.4.1 Classificação quanto à potência**

#### **2.4.1.1 Microgeração**

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (REN ANEEL 687, de 24.11.2015)

#### **2.4.1.2 Minigeração**

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Vale ressaltar que com a aprovação do PL 5829/19, as fontes despacháveis de energia que desejem se enquadrar em minigeração não poderão ultrapassar o máximo de 3 MW, porém essa mudança será apenas para os novos projetos, ou seja, as usinas existentes não serão impactadas com essa mudança.

## **2.4.2 Classificação quanto à modalidade**

### **2.4.2.1 Geração compartilhada:**

Caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada (REN ANEEL 482/2021).

Os comerciantes têm utilizado bastante esse modelo quando usam as denominadas fazendas solares, nas quais cada consumidor aluga ou compra um lote da usina. Com o consórcio, empresas que desejam adotar o sistema de GD conseguem unir-se com a finalidade de compartilhar os custos de instalação e a energia gerada. É válido ressaltar que caso o projeto passe de 75 MW será devidamente cobrado o montante por demanda contratada.

Atrelado a este fato, com a aprovação na câmara dos deputados do PL 5829/19, no dia 18/08/2021, que aguarda votação no Senado e posterior sanção do Executivo, o conceito de geração compartilhada poderá ser também na forma de condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, o que trará mais versatilidade para os investimentos e maiores possibilidades de acesso aos benefícios da geração distribuída.

### **2.4.2.2 Geração junto à carga**

Tipo de geração em que a produção de energia é injetada diretamente à rede elétrica de energia, dispensando o uso de baterias para o acúmulo de energia (CRESESB, 2014).

Nesta modalidade o consumidor conta com seu próprio sistema de geração de energia elétrica no mesmo lugar de consumo. Isto é, o sistema FV é instalado no telhado de sua residência, por exemplo, e ele passa a utilizar a própria energia produzida, esses tipos de sistemas também são conhecidos como “*On grid*” ou “conectados à rede”.

A geração junto à carga possibilita que parte da energia que está sendo gerada durante o dia na unidade consumidora possa ser utilizada



simultaneamente ao consumo, trazendo ainda mais economia para o consumidor GD.

#### **2.4.2.3    *Autoconsumo remoto***

Caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (REN ANEEL 482/2012).

De acordo com a Resolução ANEEL 482/2012, a distribuição do excedente de energia gerada fica a critério do cliente, que possui ampla liberdade de escolha das porcentagens, porém deve ser indicada através do preenchimento de um formulário padrão a ser disponibilizado pela distribuidora local.

#### **2.4.2.4    *Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (EMUC):***

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com micro ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento (REN ANEEL 482/2012).

### **2.5 Faturamento Geração Distribuída**

#### **2.5.1    *Ciclo de Faturamento***

Um ciclo de faturamento é o período correspondente ao faturamento de determinada unidade consumidora, conforme intervalo de tempo estabelecido

(REN ANEEL 414/2010), geralmente varia entre 27 e 33 dias. O referencial de um ciclo de faturamento se dá pelo mês ao qual foi realizada a última leitura, por exemplo, se a leitura for realizada no dia 12 de outubro de 2021, então a fatura emitida será referente ao mês de outubro.

### 2.5.2 Consumo de Energia

O consumo de energia é calculado em kWh e representa a potência do aparelho multiplicado pela quantidade de tempo de funcionamento ligado à rede elétrica.

Sabendo disso, é importante destacar que as distribuidoras valoram esse consumo e cobram efetivamente o consumidor cativo, dentro de um ciclo de faturamento, através de duas tarifas de energia: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa do Uso de Distribuição (TUSD) que sempre estarão presentes nas faturas, são as chamadas bandeiras verdes, e uma ou mais bandeiras adicionais de energia, subdivididas em bandeira amarela e bandeira vermelha de patamar I ou patamar II.

#### 2.5.2.1 Tarifa de Energia (TE)

Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia (PRORET – Módulo 7, Submódulo 7.1). A figura 5 apresenta a TE e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:

Figura 5 – Composição tarifária TE

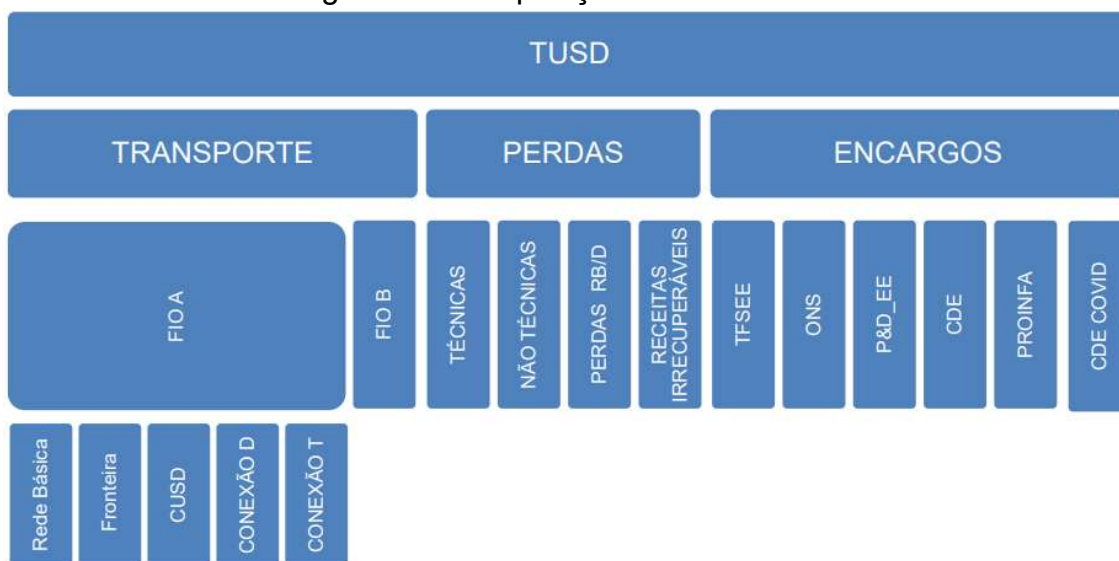


Fonte: Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, 2022.

### 2.5.2.2 Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (PRORET – Módulo 7, Submódulo 7.1). A figura 6 apresenta a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:

Figura 6 – Composição tarifária TUSD.



Fonte: Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, 2022.

### 2.5.2.3 Bandeiras Adicionais

Sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar aos consumidores faturados pela distribuidora, por meio de adicional na Tarifa de Energia, dos custos da geração de energia elétrica (PRORET – Módulo 7, Submódulo 7.1).

Esse sistema é utilizado desde 2015 e utiliza a sinalização das cores do semáforo para chamar atenção dos consumidores se haverá ou não acréscimo no valor de energia repassado ao consumidor final.

**Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

**Bandeira vermelha - Patamar 1:** condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

**Bandeira vermelha - Patamar 2:** condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Vale ressaltar que esses valores podem variar bastante a depender dos custos de geração de energia, por exemplo, devido à escassez hídrica e conforme determinação da CREG passou a vigorar a bandeira de escassez hídrica a partir de setembro/2021 até abril/2022, com possibilidades de prorrogação deste prazo.

### **2.5.3 Energia Injetada**

Representa a quantidade registrada de energia elétrica ativa injetada em corrente alternada na rede a distribuidora local. Vale ressaltar que o sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede (REN 687/2015).

Além disso, destaca-se que esse valor de energia registrado não representa a geração total do sistema, que pode ser obtida com precisão pela plataforma de monitoramento do inversor, pois deve ser considerada a parcela de energia que é consumida simultaneamente à geração de energia, em casos de inversores “on grid”.

### **2.5.4 Consumo Simultâneo ou Autoconsumo Local**

Representa a parcela de energia que é consumida simultaneamente à geração, ocorre exclusivamente em sistemas conectados à rede e pode ser estimado através da subtração do montante de energia gerada, indicado pela plataforma de monitoramento, pela energia injetada contabilizada pelo medidor da distribuidora no mesmo período. A equação abaixo mostra como é feita essa estimativa:

- $\text{Autoconsumo} = \text{Geração registrada pelo Inversor} - \text{Energia Injetada}$

### **2.5.5 Créditos Excedentes e Saldo Acumulado**

Segundo a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada.

Além disso, toda energia excedente gerada pelo sistema será injetada na rede e irá gerar créditos que poderão ser utilizados para abater o consumo num mesmo ciclo de faturamento e quaisquer excedentes serão adicionados ao saldo acumulado da unidade. Todo crédito acumulado tem prazo de validade de até 60 meses a partir da data em que foram contabilizados.

### **2.5.6 Compensação de Energia**

Para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto para aquelas de que trata o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh (REN 482/2012).

Isso significa que para unidades do Grupo B, por exemplo, a compensação de energia se dará mediante a dedução da energia injetada, no caso de unidades geradoras. Importante destacar que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras, do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto” e essas unidades são chamadas de unidades beneficiárias.

### **2.5.7 Custo de Disponibilidade**

Deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso; (REN 687/2015). Sendo assim, clientes do grupo B serão cobrados de acordo com o tipo de ligação na seguinte proporção: Monofásico – 30kWh; Bifásico – 50kWh e Trifásico – 100kWh.

## 2.6 Métricas de Análise Financeira

### 2.6.1 *Levelized Cost of Energy (LCOE)*

Inicialmente, o *Levelized Cost of Energy* (LCOE) foi idealizado para comparar o custo relativo da energia produzida por diferentes fontes de geração (Kikumoto et. al, 2020), porém essa métrica é bastante utilizada para comparar sistemas geradores de energia solar fotovoltaica e é definida como a divisão dos custos totais do projeto, incluindo não somente o capital investido (Capex), mas também os custos operacionais (Opex), pela energia gerada ao longo de toda a operação da usina:

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{\text{Geração total da vida útil}} \quad (1)$$

Onde,

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

CAPEX – *Capital Expenditure* (Despesas de Capital); todos os custos associados à construção de uma usina;

OPEX – *Operational Expenditure* (Despesas Operacionais); todos os custos necessários para manter a usina produzindo durante todo seu ciclo de vida útil;

Resumindo, a aquisição de um equipamento é considerado CAPEX, enquanto o custo com a sua manutenção é considerado OPEX (NETO et. al., 2005).

Por fim, a utilização dessa métrica facilita a identificação das melhores oportunidades, quando comparados os diferentes produtos, tecnologias, arquiteturas e assim por diante, pois leva em consideração todas as mudanças possíveis em cada possibilidade (KIKUMOTO et. al, 2020)

### 2.6.2 *Taxa Interna de Retorno (TIR)*

Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma taxa de desconto hipotética, calculada a partir de uma projeção de fluxo de caixa (WarrenMagazine, 2021). Tendo isso em vista, representa a taxa na qual as entradas de caixa aos valores investidos no projeto se igualam, podendo então ser calculada com base no balanço anual, descontando todos os valores para o valor presente:

$$\sum_{i=1}^n \frac{FCi}{(1+TIR)^i} - Investimento\ Inicial = 0 \quad (2)$$

Onde,

FCi = Fluxo de caixa de cada período

i = período de cada investimento

N = período final do investimento

### **2.6.3 Payback**

*Payback* simples é um indicador financeiro que revela o tempo necessário para recuperar o custo de um investimento (CapitalResearch, 2020). Essa métrica pode ser encontrada com base no balanço acumulado, quando a receita acumulada se torna igual aos custos do investimento analisado.

### 3. METODOLOGIA

#### 3.1 Premissas preliminares

Tendo em vista o que foi exposto acima, neste trabalho foram comparados dois sistemas de geração solar fotovoltaica com diferentes tecnologias, sendo o Sistema 1 com tecnologia de inversores *string* tradicionais e o Sistema 2 com tecnologia de microinversores. O sistema 1 possui 14 kW de potência de saída com 42 módulos FV, distribuídos em 5 *strings*, uma de 18 módulos e quatro de 6 módulos, já o sistema 2 possui 9,6 kW de potência de saída com 32 módulos ligados individualmente em cada uma das quatro entradas dos oito microinversores.

É válido ressaltar que o Sistema 1 foi instalado cerca de 9 meses antes do Sistema 2, em março de 2020, porém, para que as comparações ficassem dentro de um mesmo período de referência, principalmente com relação às tarifas de energia que impactariam muito na análise, todos os valores tarifários vigentes foram trazidos para dezembro/2020 igualando assim as referências de tarifa para cada mês de análise. Importante salientar que ambos os resultados técnicos ainda estão considerando os primeiros 12 meses de geração.

Tendo isso em vista, destaca-se que a análise de produtividade dos sistemas escopo deste trabalho não prevê com total assertividade o montante de energia produzido pelos sistemas. Trata-se, portanto, de uma estimativa, levando-se em consideração os parâmetros estabelecidos em projeto e as principais perdas aplicáveis aos sistemas de produção de energia, visto que os mesmos estão sujeitos a fatores externos de difícil previsão e modelagem, tais como: o clima, a umidade, massas de ar, depósito de poeira nos painéis, dentre outros.

Além disso, os dois sistemas estão instalados no mesmo condomínio residencial situado no bairro Praia do Futuro em Fortaleza, portanto, aplicam-se as mesmas condições climáticas, tarifárias e solarimétricas, o que traz mais confiabilidade para as análises técnicas e financeiras apresentadas neste TCC. A tabela 1 mostra as características das unidades geradoras em questão:



Tabela 1 – Identificação das Unidades Geradoras

Identificação das Unidades Geradoras	
Latitude	3°45'12.9"S
Longitude	38°27'19.0"W
Altitude	Nível do mar
Cidade e Estado	Fortaleza/CE
Temperatura Média *	26,00 °C <sup>(1)</sup>
Umidade relativa (média anual) *	74,91% <sup>(1)</sup>
Classificação da UC	Residencial Pleno
Tipo de Ligação da UC	Trifásica

<sup>(1)</sup>SWERA (Solar Wind Energy Re-source Assessment – <http://en.openei.org/apps/SWERA>)

Fonte: elaborada pelo autor, 2021

Por fim, foram feitas duas análises, uma a longo prazo e levando em consideração as métricas de análise financeira apresentadas anteriormente e uma análise de curto prazo referente a um ano de operação plena dos sistemas com as tarifas reais retiradas das faturas da Enel/CE e com os dados de geração obtidos através das bases de dados de geração dos inversores.

### 3.2 Custos

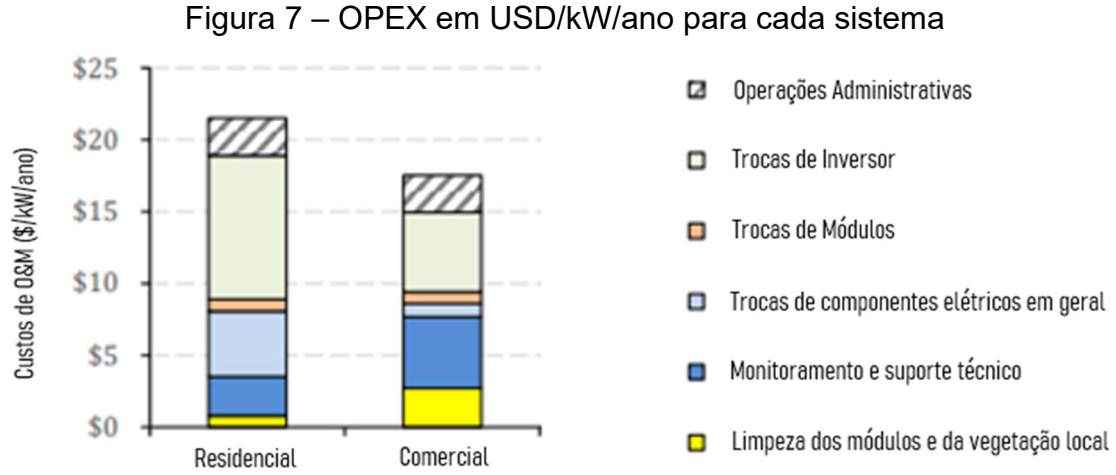
A título de análise, os custos considerados para os dois SFCR foram apenas o preço final pago pelos investidores nos equipamentos e nos serviços de instalação, no caso do CAPEX, e os demais serviços de troca de equipamentos e monitoramento do sistema, no caso do OPEX, não sendo necessários em nenhum dos casos custos extras com reforço de estruturas de sustentação dos telhados.

Para obtenção do CAPEX foram considerados os preços de cada um dos equipamentos, as suas respectivas instalações e projetos.

Já para obtenção do OPEX, é importante ressaltar que inversores de *string* convencionais normalmente possuem uma garantia inferior, sendo necessário, então, considerar dentro dos custos de OPEX a troca destes componentes ao menos uma vez ao longo de toda a vida útil do sistema (PEREIRA, 2020).

Já os demais custos de OPEX atrelados a operação e manutenção da usina por ano, costumam ser estimados em 1 a 2% do valor de CAPEX,

conforme estudos da ABINNE (2012) ou também pela métrica de aproximadamente 22 \$USD/kW/ano para sistemas residenciais (U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018), como mostra a figura 7.



Fonte: adaptado de U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1, 2018.

### 3.3 Análises Técnicas

É importante salientar que os dados geração apresentados nesta secção foram obtidos a partir das plataformas de monitoramento, sendo o Sistema 1 monitorado através plataforma *SolarWeb*, do fabricante *Fronius* e o Sistema 2 monitorado através da *Energy Monitoring & Analysis* (EMA) do fabricante *Apsystems*.

Para avaliar o rendimento de cada um foi utilizado o conceito de Produtividade Final, YF, expressa em kWh/kWp, que representa a razão entre a energia elétrica gerada pelo sistema FV em um determinado intervalo de tempo e a potência nominal do gerador (CASSARES *et al.*, 2018):

$$Y_f = \int_{t_1}^{t_2} \frac{P_{saída} dt}{P_{FV}^0} = \frac{E_{c.a.}}{P_{FV}^0} \quad (3)$$

Onde,

$P_{saída}$  - é a potência instantânea gerada;

$P_{FV}^0$  - é a potência nominal do gerador FV;

$E_{c.a.}$  - é a energia gerada, entregue à rede elétrica, no período de tempo  $t_2 - t_1$ .

O parâmetro YF normaliza a energia produzida pelo porte do sistema, e, consequentemente, é uma maneira bastante conveniente de comparar sistemas FV de diferentes potências nominais instalados próximos.

Além disso, foram considerados 1 ano de ciclo de faturamento das Unidade Geradoras. Dessa forma, a geração corresponde ao total registrado pelos microinversores e os inversores de string dentro do intervalo de leitura anterior e leitura atual de cada ciclo de faturamento desta unidade.

Entretanto, é válido ressaltar que, para evitar contagem em duplicidade da geração nas datas de leitura, o primeiro e o último dia de geração de cada ciclo foram reduzidos pela metade. Exemplificando, caso a leitura do ciclo de fevereiro seja feita dia 24, este dia representa também o primeiro dia de leitura do ciclo de março, portanto é preciso fazer essa consideração já que não há dados disponíveis dos horários de leitura.

### **3.4 Análises Financeiras**

Para avaliar a economia do sistema nos primeiros 12 meses, levou-se em consideração apenas a compensação de energia elétrica consumida de acordo com a REN 482/2012 e a REN 687/2015, ou seja, foram desconsiderados os valores de CIP – Iluminação Pública e quaisquer outros valores deduzidos ou acrescidos à fatura de energia dos dois investidores em questão.

Para obtenção da economia mês a mês, do primeiro ano de operação, foram utilizadas as tarifas disponibilizadas na fatura da Enel/CE entre os meses de dezembro de 2020 a novembro de 2021.

Para o cálculo dessa economia foram levados em consideração o total lido através do medidor bidirecional da distribuidora local, ou seja, os montantes de Energia Elétrica Ativa Injetada e Consumida, os valores de consumo simultâneo e tarifas aplicáveis. Com isso, foram feitos os valores da fatura de energia sem e com o SFCR através das seguintes equações:

$$R\$ SEM o sistema = (CL + AC) * (Tarifa)^1$$

$$R\$ COM o sistema = (CF) * (Tarifa)^1$$

Entretanto, vale ressaltar que a partir de março de 2021, por determinação do CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária), a distribuidora Enel/CE passou a incluir, de forma detalhada no campo "Descrição da Fatura", informações de como são cobradas as componentes Tarifa de Energia - TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD.

Em função disso, com base em uma reinterpretação do inciso II da cláusula primeira do convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, a distribuidora Enel/CE anunciou que não haverá mais isenção de ICMS na parcela TUSD da tarifa de energia de sistemas com geração distribuída, o que implicará na cobrança aos clientes.

Portando, para trazer ainda mais confiabilidade nos resultados apresentados, para todo o período subsequente a essa reinterpretação, porém ainda dentro do primeiro ano de operação, foram utilizadas as seguintes equações:

$$R\$ SEM o sistema = (CL + AC) * (TE + TUSDc)^1$$

$$R\$ COM o sistema = (CF) * (TE + TUSDc) + CL * (TUSDc - TUSDcm)^1$$

Sendo,

AC = Autoconsumo;

CL = Consumo Lido;

CU = Crédito Utilizado;

CF = Consumo Faturado, onde  $CF = CL - CU$ ;

CE = Créditos Excedentes;

TE = Tarifa de Energia;

TUSDc = Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (Consumo);

TUSDcm = Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (Compensação), ou seja, já deduzido o ICMS.

Com isso temos:

$$Economia (R\$) =$$

$$= R\$ SEM o sistema - R\$ COM o sistema + CE * (TE + TUSDcm)^1$$

<sup>1</sup>Equações elaboradas pelo autor de acordo com a Resolução Normativa ANEEL 482/2012 e Resolução Normativa 687/2015.

Por fim, como os sistemas possuem geração e potências diferentes, para fazer a análise comparativa, foi utilizado o conceito de custo equivalente ou nivelado da geração, medido em R\$/kWp, no qual foram comparadas as duas economias nos primeiros 12 meses de operação em relação às potências de saída.

Levando em consideração um horizonte de 25 anos de vida útil dos sistemas, foi elaborado um fluxo de caixa para cada sistema, nas quais foram utilizadas as mesmas equações explicitadas acima e os seguintes parâmetros de longo prazo, a média das tarifas e os aumentos anuais, conforme item 3.6, o consumo médio das unidades e o aumento programado desse consumo, de acordo com os itens 4.1.2 e 4.2.2 e 3.7 respectivamente e as gerações anuais dos sistemas, explicitadas nos itens 4.1.9 e 4.2.9.

Por fim, foram avaliados também os excedentes de energia gerada ou consumida ano a ano, ou seja, se o sistema gerou mais energia do que consumiu, o excedente é acrescido à geração do próximo ano, em caso de consumo maior que a geração de energia, o excedente do consumo é multiplicado ao valor da tarifa vigente e somado ao “R\$ COM o sistema”

### **3.5 Simulação da Geração**

O *software* PVsyst é amplamente utilizado por arquitetos, engenheiros e pesquisadores para auxiliar no dimensionamento e desenvolvimento de projetos de sistemas FV. O *software* PVsyst é capaz de importar dados meteorológicos de fontes diferentes, bem como dados personalizáveis (PVSYST SA, 2015).

Tomando como base a geração média simulada para o primeiro ano de operação do sistema e considerando a degradação média anual de potência de cada um dos sistemas, obtém-se uma estimativa de desempenho para o horizonte de 25 anos que será fundamental para obtenção do LCOE dos dois sistemas.

Por fim, será possível fazer uma análise comparativa de rendimento entre o que foi simulado pelo *software* e o que foi obtido através das plataformas de monitoramento remoto.

### 3.6 Tarifas

As tarifas para o primeiro ano foram estimadas de acordo com a média dos dados reais obtidos através das faturas de energia elétrica dos primeiros 12 anos de operação, como os dois sistemas estão localizados na mesma área de concessão, foram analisadas sob as mesmas tarifas, porém desconsiderando os valores referentes aos adicionais de bandeira amarela e vermelha.

A tabela 2 mostra os valores obtidos para os 12 meses em análise e a média para utilização.

Tabela 2 – Tarifas Enel/CE dezembro/2020 a novembro/2021 e média

CICLO DE FATURAMENTO	TE + TUSDc (R\$/kWh)	TE + TUSDcm (R\$/kWh)	Adicional Bandeira Amarela (R\$/kWh)	Adicional Bandeira Vermelha (R\$/kWh)
nov/21	R\$ 0,83940	R\$ 0,71179		R\$ 0,20243
out/21	R\$ 0,84443	R\$ 0,71604		R\$ 0,20340
set/21	R\$ 0,81689	R\$ 0,69269		R\$ 0,15800
ago/21	R\$ 0,84186	R\$ 0,71388		R\$ 0,13562
jul/21	R\$ 0,84913	R\$ 0,72003		R\$ 0,10890
jun/21	R\$ 0,82740	R\$ 0,70159		R\$ 0,06962
mai/21	R\$ 0,83933	R\$ 0,71168		R\$ 0,20240
abr/21	R\$ 0,83940	R\$ 0,71179		R\$ 0,20243
mar/21	R\$ 0,76558	R\$ 0,65420	R\$ 0,01879	
fev/21	R\$ 0,78290	R\$ 0,78290	R\$ 0,01910	
jan/21	R\$ 0,77630	R\$ 0,77630	R\$ 0,00750	R\$ 0,05240
dez/20	R\$ 0,76730	R\$ 0,76730		R\$ 0,03470
Média	R\$ 0,81583	R\$ 0,72168		

Fonte: adaptado faturamento Enel/CE, 2022

Além disso, para avaliar os anos seguintes até o encerramento da operação dos SFCR, o reajuste tarifário considerado foi a média dos aumentos progressivos publicados pela ANEEL para a Enel/CE de 2013 até 2021, de acordo com o site da distribuidora os aumentos seguiram conforme a tabela 3.

Tabela 3 – Reajuste tarifário Enel/CE de 2013 a 2021

Reajuste tarifário (Enel/CE)	
2013	3,92%
2014	16,77%
2015*	10,28%*
2015	11,69%
2016	12,97%
2017	0,15%
2018	4,96%
2019	8,29%
2020	3,94%
2021	8,95%
<b>Média</b>	<b>8,19%</b>

\*Aumento extraordinário

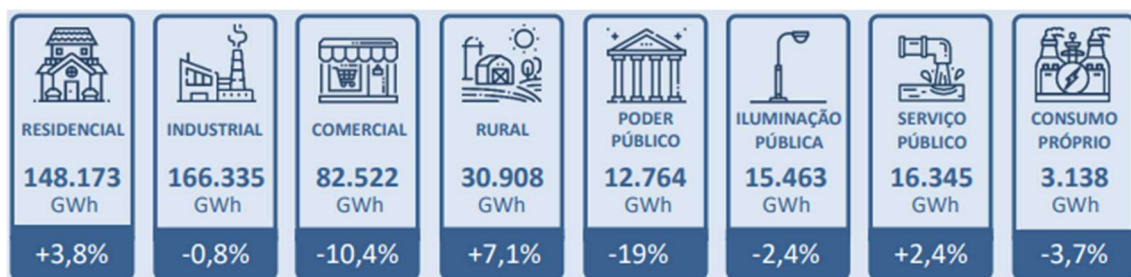
Fonte: [https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifas\\_Enel.html](https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifas_Enel.html), 2022

Por fim, prezando pelo conservadorismo das análises técnico-financeiras, os adicionais de bandeira amarela e bandeira vermelha não foram inseridos nos fluxos de caixa dos sistemas, pois tratam-se de índices variáveis e de baixa previsibilidade que impactam positivamente nos parâmetros financeiros. Entretanto, foram levados em consideração para as análises financeiras dos primeiros 12 meses.

### 3.7 Aumento do Consumo

Para ambos os sistemas, foram considerados aumentos anuais do consumo, visto que, embora o consumo de energia elétrica no Brasil em 2021 tenha sido cerca de 1,4% menor em relação a 2020, a classe residencial apresentou um aumento de 3,8% no consumo (EPE, 2021). A figura 8 mostra o aumento e a diminuição em relação às classes consumidoras.

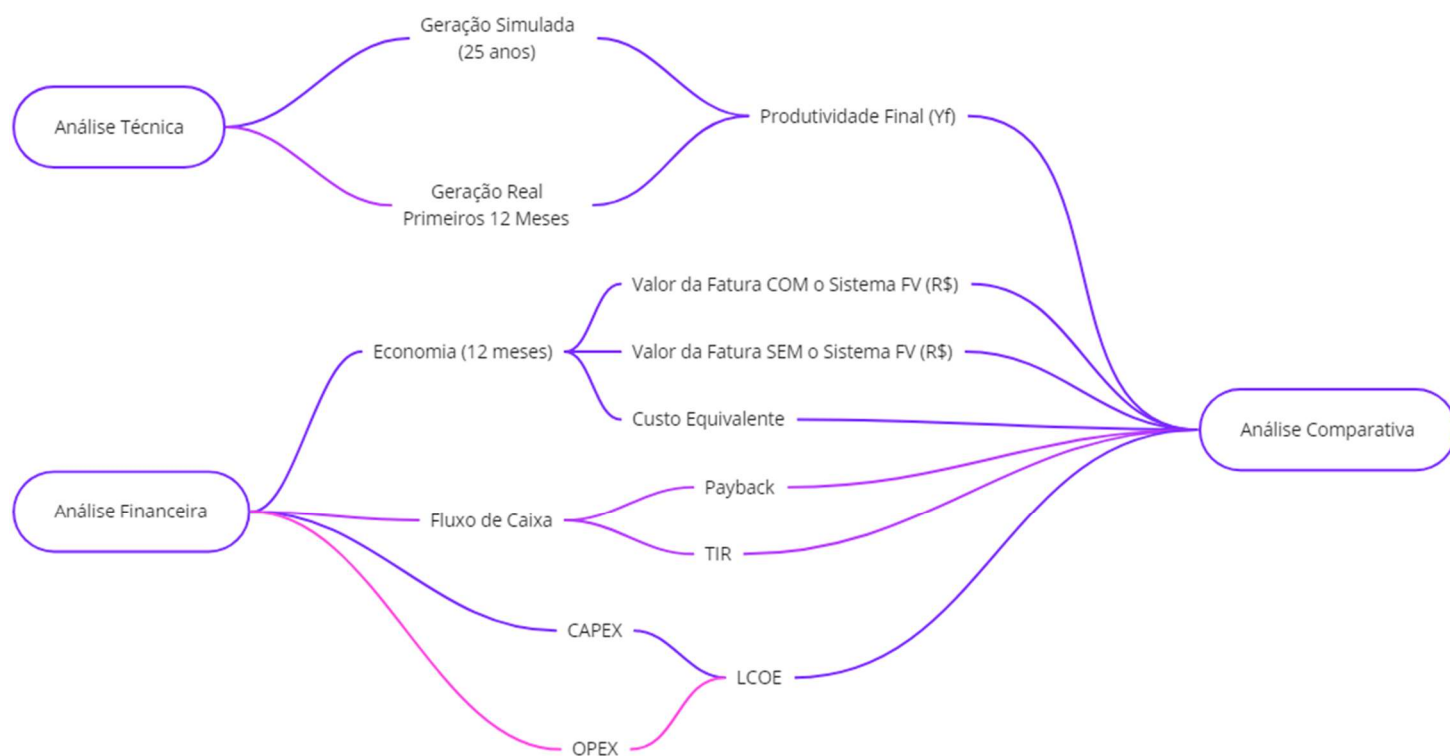
Figura 8 - Aumento e redução do consumo 2020 a 2021.



Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica, 2021

Tendo isso em vista foram considerados aumentos anuais de 3,8% no consumo das duas unidades em análise. Com isso, a figura 9 apresenta um fluxograma da metodologia utilizada para realizara a análise comparativa entre as duas tecnologias alvo deste estudo.

Figura 9 - Fluxograma da Metodologia



Fonte: elaboração do autor, 2022.



## **4. RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Diante da metodologia exposta e os resultados obtidos para cada um dos sistemas, é possível fazer uma análise comparativa e trazer uma tomada de decisão mais assertiva, principalmente ao levar em consideração os parâmetros de curto e longo prazo apresentados.

### **4.1 Sistema 1 – String Tradicional**

O sistema de geração solar FV conectado à rede aqui apresentado foi instalado em março/2020 e possui potência pico (potência total do conjunto de módulos FV em condições de laboratório) de 16.170 Wp (watts-pico) e é interligado à rede através de três inversores interativos, dois inversores monofásicos de 4 kW cada e um inversor monofásico de 6 kW, que ajustam a potência gerada pelo arranjo FV às condições de frequência e tensão da rede de distribuição pública de energia elétrica. Os inversores possuem potência nominal total CA de 14.000 W.

#### ***4.1.1 Dados preliminares***

A tabela 4 mostra as informações preliminares sobre do Sistema 1 em análise:

Tabela 4 – Dados preliminares Sistema 1.

SISTEMA 1	
Potência de Saída do SFCR	14,00 kW
Potência instalada dos módulos fotovoltaicos	16,17 kWp
Fabricante dos módulos fotovoltaicos	Phono Solar (Sices Solar)
Modelo dos módulos fotovoltaicos	TwinPlus PS385M-24/TH
Tecnologia dos módulos fotovoltaicos	Silício Monocristalino
Quantidade de módulos fotovoltaicos	42
Fabricante do(s) inversor(es)	FRONIUS
Modelo(s) do(s) inversor(es)	- FRONIUS PRIMO 6.0-1 - FRONIUS PRIMO 4.0-1
Quantidade de inversor(es)	3
Fator de Potência	1
Nº de módulos em série por <i>string</i>	- 1 <i>String</i> de 18 Módulos (FRONIUS PRIMO 6.0-1) - 4 <i>Strings</i> de 6 Módulos (FRONIUS PRIMO 4.0-1)
Nº máximo de <i>strings</i> em paralelo por MPPT	1
Nº total de <i>strings</i>	5
Fabricante e modelo das estruturas de fixação	Sices Solar – estruturas para telhado cerâmico.
Fabricante dos cabos solares CC	Sices Solar

Fonte: Elaborada pelo autor, 2020

#### 4.1.2 Consumo médio

O consumo médio da unidade em questão foi calculado levando em consideração o consumo registrado pela distribuidora e o autoconsumo remoto ao longo do período de dezembro de 2020 a novembro de 2021. Esse valor é importante para o cálculo do *payback* e da TIR, a tabela 5 mostra os valores encontrados e a média do consumo.

Tabela 5 – Consumo registrado pela Enel/CE de dezembro/2020 a novembro/2021, Sistema 1

MÊS	Autoconsumo	Consumo Lido	Soma (kWh)
nov/21	713	1122	1835
out/21	695	1227	1922
set/21	805	1259	2064
ago/21	768	1321	2089
jul/21	736	1379	2115
jun/21	582	1296	1878
mai/21	755	1564	2319
abr/21	565	903	1468
mar/21	633	1059	1692
fev/21	735	1317	2052
jan/21	865	1520	2385
dez/20	938	1569	2507
	Média (kWh)	Média (kWh)	Média (kWh)
	732	1295	2027

Fonte: Faturamento Enel/CE, 2021

#### 4.1.3 Arranjo dos módulos

Para este sistema, o arranjo FV, é composto por 42 módulos FV de 385 Wp do fabricante Phono Solar (Sices Solar), modelo TwinPlus PS385M-24/TH.

Em função disso, foi dimensionada uma *string* de 18 módulos FV em série com tensão média em máxima potência de 731,16 V para o inversor de 6 kW. Para cada inversor de 4 kW, foram dimensionadas duas *strings* de 6 módulos FV em série, uma por MPPT, com tensão média em máxima potência de 243,72 V por *string*.

A figura 9 mostra o layout dos módulos após a instalação:

Figura 10 – Layout Sistema 1 Pós-Instalação.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2020

#### **4.1.4 CAPEX**

O CAPEX despendido para o SFCR em questão foi de R\$ 62.894,99, sendo nele incluso todos os custos com os equipamentos, instalação completa e projeto do sistema. Sendo R\$ 46.997,27 referentes aos materiais e R\$ 15.897,72 referentes aos custos de projeto e instalação.

Com isso temos que:

$$CAPEX^1 = R\$ 46.997,27 + R\$ 15.897,72$$

$$CAPEX^1 = R\$ 62.894,99$$

#### **4.1.5 OPEX**

O OPEX considerado foi obtido através do estudo U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018 já considerando as substituições dos inversores, o valor recomendado para unidades residenciais é de aproximadamente 22 USD/kW/ano, então o OPEX seria em torno de USD \$308/ano, utilizando a cotação do dólar do dia 30/12/2021 (Bloomberg, 2021) de R\$ 5,70, temos que o OPEX anual é de R\$ 1.755,60.

Com isso temos que:

$$OPEX^1 = R\$ 1.755,6 * 25$$

$$OPEX^1 = R\$ 43.890,00$$

#### **4.1.6 Simulação primeiro ano**

Inserindo todas as premissas do sistema e puxando todos os dados meteorológicos do SWERA para a região em análise temos que a tabela 6 mostra a geração simulada para o primeiro ano de operação do sistema.

Tabela 6 – Geração simulada para o primeiro ano de operação - Sistema 1.

Meses analisados	Geração (Simulação) (kWh)
Dezembro	2.496,00
Janeiro	2.212,00
Fevereiro	1.933,00
Março	1.945,00
Abril	1.846,00
Maiο	2.113,00
Junho	2.045,00
Julho	2.386,00
Agosto	2.579,00
Setembro	2.490,00
Outubro	2.665,00
Novembro	2.522,00
<b>Média</b>	<b>2269,33</b>

Fonte: adaptado de Simulação PVSYST, 2022

#### **4.1.7 Geração Real primeiros 12 meses**

Através da plataforma de monitoramento SolarWeb, do fabricante Fronius, foi possível obter os dados reais de geração do sistema ao longo do período em análise. Dessa forma, a tabela 7 expõe os valores:

Tabela 7 – Geração real obtida pelo SolarWeb - Sistema 1.

Meses analisados	Geração (Real) (kWh)
dez/20	2.654,0
jan/21	2.404,6
fev/21	2.161,9
mar/21	2.023,5
abr/21	2.370,5
mai/21	2.111,6
jun/21	2.232,2
jul/21	2.376,0
ago/21	2.640,5
set/21	2.651,7
out/21	2.662,9
nov/21	2.738,4
<b>Média</b>	<b>2418,97</b>

Fonte adaptado de *SolarWeb*, 2022

Sendo assim, é possível comparar o desempenho real do sistema com aquilo que foi estimado para o período.

Avaliando a tabela 8 e comparando as médias das gerações, é possível perceber que a geração real foi 6,59% superior à média estimada, pois o período chuvoso característico da região, sendo a estação das chuvas de janeiro a junho e os meses mais chuvosos são março e abril, teve valores de precipitação abaixo do estimado, a exceção de março e maio que choveu dentro do esperado e onde a variação entre as gerações de energia foram bem menores. Além disso, existem também outros fatores de difícil mensuração, como o sombreamento, temperatura na superfície dos módulos e até mesmo o horário das chuvas que podem influenciar.

Além disso, embasando ainda mais os argumentos apresentados, a tabela 8 mostra os meses que mais tiveram variação em relação ao simulado foram os meses de janeiro, fevereiro e abril.

Tabela 8 – Geração simulada x Geração Real - Sistema 1.

Análise de Produtividade - 1º Ano			
Meses analisados	Geração (Simulação) (kWh)	Geração (Real) (kWh)	Variação (%)
dez/20	2.496,00	2.654,0	5,95%
jan/21	2.212,00	2.404,6	<b>8,01%</b>
fev/21	1.933,00	2.161,9	<b>10,59%</b>
mar/21	1.945,00	2.023,5	3,88%
abr/21	1.846,00	2.370,5	<b>22,13%</b>
mai/21	2.113,00	2.111,6	-0,07%
jun/21	2.045,00	2.232,2	8,39%
jul/21	2.386,00	2.376,0	-0,42%
ago/21	2.579,00	2.640,5	2,33%
set/21	2.490,00	2.651,7	6,10%
out/21	2.665,00	2.662,9	-0,08%
nov/21	2.522,00	2.738,4	7,90%
<b>Média</b>	<b>2269,33</b>	<b>2418,97</b>	<b>6,59%</b>

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Por fim, avaliando a Produtividade final ( $Y_f$ ) temos que:

$$Y_f = \int_{t_1}^{t_2} \frac{P_{saída} x dt}{P_{FV}^0} = \frac{E_{c.a.}}{P_{FV}^0} = \frac{2.418,97 * 12}{14} = \mathbf{2.073,31 \frac{kWh}{kWp}}$$

#### 4.1.8 Economia primeiros 12 meses

Este tópico tem como objetivo apresentar o cálculo da economia gerada pelo SFCR os primeiros 12 meses de operação. Para fins de cálculo desta análise financeira, foi considerada a tarifa vigente da distribuidora Enel/CE, mês a mês, dentro do período de estudo.

É importante salientar que os valores de pagamento apresentados na tabela 9 são referentes apenas à parcela de energia. Os custos com iluminação pública e eventuais multas ou devoluções não são considerados nesta análise.



Tabela 9 – Economia mês a mês - Sistema 1.

SISTEMA 1									
CICLO DE FATURAMENTO	Geração (kWh)	CONSUMO SIMULTÂNEO (kWh)	INJETADO (kWh)	CONSUMO (kWh)	FATURADO (kWh)	SALDO ACUMULADO (kWh)	VALOR ENERGIA COM O SISTEMA (R\$)	VALOR ENERGIA SEM O SISTEMA (R\$)	ECONOMIA (R\$)
nov/21	2649	713	1936	1122	100	4.674	R\$ 247,36	R\$ 1.911,90	R\$ 1.664,54
out/21	2544	695	1849	1227	100	3.860	R\$ 262,32	R\$ 2.013,63	R\$ 1.751,31
set/21	2783	805	1978	1259	100	3.238	R\$ 253,86	R\$ 2.012,33	R\$ 1.758,48
ago/21	2434	768	1666	1321	100	2.519	R\$ 266,81	R\$ 2.041,65	R\$ 1.774,84
jul/21	2340	736	1604	1379	100	2.174	R\$ 273,83	R\$ 2.026,31	R\$ 1.752,48
jun/21	2162	582	1580	1296	100	1.949	R\$ 252,75	R\$ 1.684,50	R\$ 1.431,75
mai/21	2181	755	1426	1564	100	1.665	R\$ 303,82	R\$ 2.416,01	R\$ 2.112,19
abr/21	2327	565	1762	903	100	1.703	R\$ 219,41	R\$ 1.529,38	R\$ 1.309,96
mar/21	1972	633	1339	1059	100	844	R\$ 196,39	R\$ 1.326,76	R\$ 1.130,37
fev/21	2150	735	1415	1317	100	564	R\$ 80,20	R\$ 1.645,46	R\$ 1.565,26
jan/21	2719	865	1854	1520	100	466	R\$ 83,62	R\$ 1.994,40	R\$ 1.910,78
dez/20	2639	938	1701	1569	100	132	R\$ 80,20	R\$ 2.010,73	R\$ 1.930,53
TOTAL							R\$ 2.520,57	R\$ 22.613,06	R\$ 20.092,50
MÉDIA							R\$ 210,05	R\$ 1.884,42	R\$ 1.674,37

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Portanto, temos que o valor de energia que seria pago, nos primeiros 12 meses, caso não tivesse o SFCR é de R\$ 22.613,06, por ter o sistema o valor pago foi de R\$ 2.520,57 e a economia total foi de R\$ 20.092,50. A economia média mensal foi de **R\$ 1.674,37** para o período de referência.

#### 4.1.9 Simulação de 25 anos de operação

Através de uma análise de perdas do sistema é possível estimar como seria a produção média mensal do sistema ao longo dos anos de operação. De acordo com o fabricante do módulo *TwinPlus* PS385M-24/TH esse modulo possui perda máxima no primeiro ano de 3,0% e nos demais anos, uma perda linear de não mais que 0,7% (Phonosolar, 2017). Portanto, foi considerada uma porcentagem de 2,5% para a perda no primeiro ano.

Com isso foi possível estimar a média mensal de geração para os próximos 25 anos de operação tendo como base o primeiro ano completo de geração, a tabela 10 mostra todos os valores considerando a depreciação ano a ano:



Tabela 10 – Geração simulada para 25 anos de operação - Sistema 1.

Análise de Produtividade Anual		
Ano	Energia Total (kWh/ano)	Energia Média Produzida (kWh/mês)
1	29.027,68	2.418,97
2	28.156,85	2.346,40
3	27.959,75	2.329,98
4	27.764,03	2.313,67
5	27.569,69	2.297,47
6	27.376,70	2.281,39
7	27.185,06	2.265,42
8	26.994,77	2.249,56
9	26.805,80	2.233,82
10	26.618,16	2.218,18
11	26.431,83	2.202,65
12	26.246,81	2.187,23
13	26.063,08	2.171,92
14	25.880,64	2.156,72
15	25.699,48	2.141,62
16	25.519,58	2.126,63
17	25.340,94	2.111,75
18	25.163,56	2.096,96
19	24.987,41	2.082,28
20	24.812,50	2.067,71
21	24.638,81	2.053,23
22	24.466,34	2.038,86
23	24.295,08	2.024,59
24	24.125,01	2.010,42
25	23.956,14	1.996,34
Geração Total (kWh)		653.085,71

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Portanto, estima-se que a geração total do sistema durante sua vida útil será de **653.085,71 kWh** e que ao final dos 25 anos de operação, a média de energia produzida por mês será em torno de 1.996,34 kWh.

#### **4.1.10 Analise Financeira**

##### **4.1.10.1 LCOE**

Conforme descrito anteriormente, o cálculo do LCOE é representado pela equação 1 e sabendo que o **CAPEX**<sup>1</sup> = R\$ 62.894,99, o **OPEX**<sup>1</sup> = R\$ 51.603,70 e a Geração total ao longo da vida útil é de aproximadamente **653.085,71 kWh**, temos o LCOE para sistema 1 é:

$$LCOE^1 = \frac{R\$ 62.894,99 + R\$ 43.890,00}{653.085,71 \text{ kWh}}$$

$$LCOE^1 = 0,16351 \frac{R\$}{kWh}$$

##### **4.1.10.2 Fluxo de Caixa, Payback e TIR**

Para o sistema em questão desenvolveu-se um fluxo de caixa, tabela 11, para avaliar os parâmetros financeiros. Os dados de geração foram feitos considerando o exposto no item 3.7.9, as tarifas de acordo com o item 3.6, o total a pagar com o SFCR, sem o SFCR e economia conforme item 3.5 e foi considerado um aumento no consumo conforme item 3.7.

Além disso, foi considerado um aumento anual no OPEX do sistema conforme IPCA acumulado de 2021, até dezembro, o valor é de aproximadamente 10% (IBGE, 2021).

Tabela 11 – Fluxo de caixa e parâmetros financeiros – Sistema 1.

PAE* (kWh)	Ano	TE + TUSDc (R\$/kWh)	TE + TUSDcm (R\$/kWh)	TOTAL A PAGAR COM SFCR	TOTAL A PAGAR SEM SFCR	ECONOMIA DE ENERGIA	Custos SFCR	BALANÇO ACUMULADO	Ano
	0					-R\$ 62.894,99	-R\$ 62.894,99	-R\$ 62.894,99	0
29.027,68	1	R\$ 0,816	R\$ 0,722	R\$ 3.269,10	R\$ 19.844,25	R\$ 16.575,15	-R\$ 1.755,60	-R\$ 48.075,44	1
28.301,99	2	R\$ 0,883	R\$ 0,781	R\$ 3.630,99	R\$ 22.285,33	R\$ 18.654,34	-R\$ 1.931,16	-R\$ 31.352,26	2
28.103,87	3	R\$ 0,955	R\$ 0,845	R\$ 4.034,10	R\$ 25.026,70	R\$ 20.992,60	-R\$ 2.124,28	-R\$ 12.483,94	3
27.907,15	4	R\$ 1,033	R\$ 0,914	R\$ 4.483,23	R\$ 28.105,29	R\$ 23.622,06	-R\$ 2.336,70	R\$ 8.801,42	4
27.711,80	5	R\$ 1,118	R\$ 0,989	R\$ 5.571,23	R\$ 31.562,58	R\$ 25.991,35	-R\$ 2.570,37	R\$ 32.222,39	5
27.517,81	6	R\$ 1,209	R\$ 1,070	R\$ 7.709,46	R\$ 35.445,17	R\$ 27.735,71	-R\$ 2.827,41	R\$ 57.130,69	6
27.325,19	7	R\$ 1,308	R\$ 1,157	R\$ 10.218,28	R\$ 39.805,36	R\$ 29.587,08	-R\$ 3.110,15	R\$ 83.607,62	7
27.133,91	8	R\$ 1,415	R\$ 1,252	R\$ 13.151,25	R\$ 44.701,90	R\$ 31.550,65	-R\$ 3.421,17	R\$ 111.737,10	8
26.943,98	9	R\$ 1,531	R\$ 1,355	R\$ 16.569,10	R\$ 50.200,78	R\$ 33.631,68	-R\$ 3.763,28	R\$ 141.605,49	9
26.755,37	10	R\$ 1,657	R\$ 1,466	R\$ 20.540,64	R\$ 56.376,09	R\$ 35.835,44	-R\$ 4.139,61	R\$ 173.301,33	10
26.568,08	11	R\$ 1,793	R\$ 1,586	R\$ 25.143,87	R\$ 63.311,03	R\$ 38.167,17	-R\$ 4.553,57	R\$ 206.914,92	11
26.382,10	12	R\$ 1,939	R\$ 1,716	R\$ 30.467,06	R\$ 71.099,06	R\$ 40.632,00	-R\$ 5.008,93	R\$ 242.537,99	12
26.197,43	13	R\$ 2,098	R\$ 1,856	R\$ 36.610,16	R\$ 79.845,12	R\$ 43.234,95	-R\$ 5.509,82	R\$ 280.263,12	13
26.014,05	14	R\$ 2,270	R\$ 2,008	R\$ 43.686,25	R\$ 89.667,04	R\$ 45.980,79	-R\$ 6.060,81	R\$ 320.183,10	14
25.831,95	15	R\$ 2,456	R\$ 2,173	R\$ 51.823,22	R\$ 100.697,18	R\$ 48.873,96	-R\$ 6.666,89	R\$ 362.390,17	15
25.651,13	16	R\$ 2,657	R\$ 2,350	R\$ 61.165,65	R\$ 113.084,16	R\$ 51.918,51	-R\$ 7.333,58	R\$ 406.975,11	16
25.471,57	17	R\$ 2,875	R\$ 2,543	R\$ 71.876,96	R\$ 126.994,89	R\$ 55.117,94	-R\$ 8.066,93	R\$ 454.026,11	17
25.293,27	18	R\$ 3,110	R\$ 2,751	R\$ 84.141,79	R\$ 142.616,81	R\$ 58.475,02	-R\$ 8.873,63	R\$ 503.627,51	18
25.116,21	19	R\$ 3,365	R\$ 2,977	R\$ 98.168,70	R\$ 160.160,42	R\$ 61.991,72	-R\$ 9.760,99	R\$ 555.858,24	19
24.940,40	20	R\$ 3,640	R\$ 3,220	R\$ 114.193,19	R\$ 179.862,11	R\$ 65.668,92	-R\$ 10.737,09	R\$ 610.790,07	20
24.765,82	21	R\$ 3,939	R\$ 3,484	R\$ 132.481,10	R\$ 201.987,34	R\$ 69.506,24	-R\$ 11.810,80	R\$ 668.485,51	21
24.592,46	22	R\$ 4,261	R\$ 3,769	R\$ 153.332,50	R\$ 226.834,25	R\$ 73.501,75	-R\$ 12.991,88	R\$ 728.995,38	22
24.420,31	23	R\$ 4,610	R\$ 4,078	R\$ 177.085,93	R\$ 254.737,63	R\$ 77.651,70	-R\$ 14.291,07	R\$ 792.356,00	23
24.249,37	24	R\$ 4,988	R\$ 4,412	R\$ 204.123,31	R\$ 286.073,46	R\$ 81.950,15	-R\$ 15.720,17	R\$ 858.585,98	24
24.079,62	25	R\$ 5,396	R\$ 4,773	R\$ 234.875,39	R\$ 321.263,99	R\$ 86.388,60	-R\$ 17.292,19	R\$ 927.682,39	25
CONSUMO ANUAL (kWh)		Aumento Programado		Payback Simples		TIR			
24.324		3,8%		3 anos e 7 Meses		32,8%			

\*PAE – Produção Anual Estimada

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Para o Sistema 1, é possível perceber que tivemos um *Payback* simples de aproximadamente 3 anos e 7 meses e uma TIR de 32,8%. Tudo isso considerando um consumo anual de 24.324 kWh para o primeiro ano e um aumento programado de 3,8% ao ano.

#### 4.2 Sistema 2 – Microinversores

O Sistema 2 em questão possui potência pico de 13,12 kWp (kilowatts-pico) e é interligado à rede através de oito microinversores, que ajustam a potência gerada pelo Arranjo FV às condições de frequência e tensão da rede

de distribuição pública de energia elétrica. Os microinversores possuem potência nominal CA de 1.200 W cada, totalizando 9.600 W de inversores.

#### 4.2.1 Dados preliminares

A tabela 12 mostra as informações preliminares sobre do Sistema 2 em análise:

Tabela 12 – Dados preliminares Sistema 2.

Sistema 2	
Potência de Saída do SFCR	9,6 kW
Potência instalada dos módulos fotovoltaicos	13,12 kWp
Fabricante dos módulos fotovoltaicos	Canadian Solar
Tecnologia dos módulos fotovoltaicos	Silício Policristalino
Modelo dos módulos fotovoltaicos	HiKu CS3W-405Wp E 425Wp
Quantidade de módulos fotovoltaicos	32
Fabricante do(s) inversor(es)	AP SYSTEMS
Modelo(s) do(s) inversor(es)	QS1
Quantidade de inversor(es)	8
Fator de Potência	1
Nº de módulos por inversor	4
Nº de <i>strings</i> por MPPT	1
Nº total de <i>strings</i>	32
Fabricante e modelo das estruturas de fixação	Parafuso estrutural para telhado cerâmico
Fabricante dos cabos solares CC	Prysmian Tecsun

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

#### 4.2.2 Consumo médio

O consumo médio da unidade em questão foi calculado levando em consideração o consumo registrado pela distribuidora e o autoconsumo remoto ao longo do período de dezembro de 2020 a novembro de 2021. Esse valor é importante para o cálculo do *payback* e da TIR, a tabela 13 mostra os valores encontrados e a média do consumo.

Tabela 13 – Consumo registrado pela Enel/CE de dezembro/2020 a novembro/2021, Sistema 2

MÊS	Autoconsumo	Consumo Lido	Soma (kWh)
nov/21	361	1.001	1.362
out/21	338	923	1.261
set/21	608	1.089	1.697
ago/21	482	859	1.341
jul/21	508	1.007	1.515
jun/21	438	1.052	1.490
mai/21	496	1.152	1.648
abr/21	646	1.433	2.079
mar/21	481	1.296	1.777
fev/21	546	919	1.465
jan/21	715	1.286	2.001
dez/20	330	1.016	1.346
	<b>Média (kWh)</b>	<b>Média (kWh)</b>	<b>Média (kWh)</b>
	496	1.086	<b>1.582</b>

Fonte: adaptado de faturamento Enel/CE, 2022

#### 4.2.3 Arranjo dos Módulos

O sistema possui 32 módulos FV de 405 Wp e 425 Wp do fabricante Canadian Solar, modelo HiKu CS3W-405 Wp E 425 Wp.

Sendo assim, cada um dos oito microinversores possuem 4 entradas independentes, o que caracteriza a tecnologia MLPE descrita anteriormente. Portanto cada um dos módulos FV é ligado em um MPPT diferente formando 32 *strings*.

A figura 11 mostra o layout dos módulos após a instalação:

Figura 11 – Layout Sistema 2 Pós-Instalação.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2021

#### **4.2.4 CAPEX**

O CAPEX despendido para o Sistema 2 foi de R\$ 54.542,00, sendo nele incluso todos os custos com os equipamentos, instalação completa e projeto do sistema. Sendo R\$ 42.511,63 referentes aos materiais e R\$ 12.030,37 referentes aos custos de projeto e instalação.

Com isso temos que:

$$CAPEX^2 = R\$ 42.511,63 + R\$ 12.030,37$$

$$CAPEX^2 = R\$ 54.542,00$$

#### **4.2.5 OPEX**

O OPEX foi considerado de forma semelhante ao do sistema 1, já considerando as substituições dos inversores, representando 22 USD/kW/ano, Com isso, o OPEX seria em torno de USD \$211/ano, utilizando a cotação do dólar do dia 30/12/2021 (Bloomberg, 2021) de R\$ 5,70, temos que o OPEX anual é de R\$ 1.203,84.

Com isso temos que:

$$OPEX^2 = R\$ 1.203,84 * 25$$

$$OPEX^2 = R\$ 30.096,00$$

#### 4.2.6 Simulação - Primeiro ano

Inserindo todas as premissas do sistema e puxando todos os dados meteorológicos do SWERA para a região em análise, é possível obter a tabela 14 que mostra a geração simulada para o primeiro ano de operação do sistema 2.

Tabela 14 – Geração simulada para o primeiro ano de operação - Sistema 2.

Meses analisados	Geração (Simulação) (kWh)
Dezembro	1.853,0
Janeiro	1.654,0
Fevereiro	1.481,0
Março	1.526,0
Abril	1.492,0
Maiο	1.759,0
Junho	1.742,0
Julho	2.041,0
Agosto	2.131,0
Setembro	1.972,0
Outubro	2.057,0
Novembro	1.906,0
<b>Média</b>	<b>1801,17</b>

Fonte: adaptado de Simulação PVSYST, 2022

#### 4.2.7 Geração Real - 12 meses

Através da plataforma de monitoramento *Energy Monitoring & Analysis* (EMA) do fabricante Apsystems, foi possível obter os dados reais de geração do sistema ao longo de dezembro/2020 a novembro/2021. Dessa forma, a tabela 15 expõe os valores encontrados:

Tabela 15 – Geração real obtida pelo EMA - Sistema 2.

Meses analisados	Geração (Real) (kWh)
dez/20	2.162,3
jan/21	1.968,7
fev/21	1.704,9
mar/21	1.652,9
abr/21	1.931,3
mai/21	1.752,7
jun/21	1.853,8
jul/21	1.983,8
ago/21	2.186,9
set/21	2.115,0
out/21	1.640,7
nov/21	1.975,2
<b>Média</b>	<b>1910,67</b>

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Sendo assim, é possível comparar o desempenho real do sistema com aquilo que foi estimado para o período, a tabela 16 mostra justamente essa comparação.

Dentro na análise, dois meses destoaram um do esperado, que foram os meses de outubro/2021 e novembro/2021, pois, devido a uma falha elétrica, um dos oito microinversores do sistema ficou desligado, do dia 02/10/2021 ao dia 18/10/2021, até que uma equipe técnica fosse ao local solucionar o problema. Outro problema técnico semelhante ocorreu no dia 29/10/2021 ao dia 05/11/2021, onde foi solucionado por completo e o sistema opera normalmente até então.

Destaca-se que, na primeira visita foram trocados um disjuntor e um DPS que atuou na proteção do sistema, já na segunda visita foram feitos apenas serviços de isolamento, como ainda estava na garantia de instalação, o custo dessa operação não entrou nos cálculos do OPEX,

Avaliando o gráfico e comparando as médias das gerações, é possível perceber que a geração real foi 6,08% superior à média estimada. Em geral, as melhores performances foram em meses dentro do período chuvoso, como era de se esperar de um sistema com tecnologia MLPE. Tal fato está evidenciado



na tabela 16, na qual os meses com a maior variação, excluindo-se os períodos de problemas técnicos, são dezembro/2020, janeiro/2021, fevereiro/2021 e abril/2021.

Tabela 16 – Geração simulada x Geração Real - Sistema 1.

<b>Análise de Produtividade - 1º Ano</b>			
<b>Meses analisados</b>	<b>Geração (Simulação) (kWh)</b>	<b>Geração (Real) (kWh)</b>	<b>Variação (%)</b>
<b>dez/20</b>	1.853,0	2.162,3	16,69%
<b>jan/21</b>	1.654,0	1.968,7	19,03%
<b>fev/21</b>	1.481,0	1.704,9	15,12%
<b>mar/21</b>	1.526,0	1.652,9	8,32%
<b>abr/21</b>	1.492,0	1.931,3	29,44%
<b>mai/21</b>	1.759,0	1.752,7	-0,36%
<b>jun/21</b>	1.742,0	1.853,8	6,42%
<b>jul/21</b>	2.041,0	1.983,8	-2,80%
<b>ago/21</b>	2.131,0	2.186,9	2,62%
<b>set/21</b>	1.972,0	2.115,0	7,25%
<b>out/21</b>	2.057,0	1.640,7	-20,24%
<b>nov/21</b>	1.906,0	1.975,2	3,63%
<b>Média</b>	<b>1801,17</b>	<b>1910,67</b>	<b>6,08%</b>

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Por fim, avaliando a Produtividade final ( $Y_f$ ) temos que:

$$Y_f = \int_{t_1}^{t_2} \frac{P_{saída} x dt}{P_{FV}^0} = \frac{E_{c.a.}}{P_{FV}^0} = \frac{1910,67 * 12}{9,6} = 2.388,34 \frac{kWh}{kWp}$$

#### **4.2.8 Economia primeiros 12 meses**

Para fins de cálculo desta análise financeira, foi considerada a tarifa vigente da distribuidora Enel/CE, mês a mês, dentro do período de estudo.

É importante salientar que os valores de pagamento apresentados na tabela 17 são referentes apenas à parcela de energia. Os custos com iluminação pública e eventuais multas ou devoluções não são considerados nesta análise.

Tabela 17 – Economia mês a mês - Sistema 2.

SISTEMA 2									
CICLO DE FATURAMENTO	GERAÇÃO (kWh)	CONSUMO SIMULTÂNEO (kWh)	INJETADO (kWh)	CONSUMO (kWh)	FATURADO (kWh)	SALDO ACUMULADO (kWh)	VALOR ENERGIA COM O SISTEMA (R\$)	VALOR ENERGIA SEM O SISTEMA (R\$)	ECONOMIA (R\$)
nov/21	1644	361	1283	1001	100	3.201	R\$ 231,94	R\$ 1.419,03	R\$ 1.187,09
out/21	1711	338	1373	923	100	2.919	R\$ 223,28	R\$ 1.320,78	R\$ 1.097,50
set/21	2293	608	1685	1089	100	2.469	R\$ 232,73	R\$ 1.653,89	R\$ 1.421,16
ago/21	2027	482	1545	859	100	1.873	R\$ 207,69	R\$ 1.311,06	R\$ 1.103,37
jul/21	1947	508	1439	1007	100	1.187	R\$ 225,78	R\$ 1.451,05	R\$ 1.225,27
jun/21	1800	438	1362	1052	100	755	R\$ 222,00	R\$ 1.336,04	R\$ 1.114,04
mai/21	1790	496	1294	1152	100	445	R\$ 230,38	R\$ 1.401,61	R\$ 1.171,23
abr/21	1894	646	1248	1433	100	303	R\$ 234,96	R\$ 1.687,87	R\$ 1.452,90
mar/21	1552	481	1071	1296	100	388	R\$ 211,66	R\$ 1.393,77	R\$ 1.182,11
fev/21	1760	546	1214	919	100	513	R\$ 80,20	R\$ 1.175,23	R\$ 1.095,03
jan/21	2219	715	1504	1286	100	218	R\$ 83,62	R\$ 1.673,30	R\$ 1.589,68
dez/20	1290	330	960	1016	100	0	R\$ 80,20	R\$ 1.079,35	R\$ 999,15
TOTAL							R\$ 2.264,45	R\$ 16.903,00	R\$ 14.638,55
MÉDIA							R\$ 188,70	R\$ 1.408,58	R\$ 1.219,88

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Portanto, temos que o valor de energia que seria pago, nos primeiros 12 meses, caso não tivesse o SFCR é de R\$ 16.903,00, por ter o sistema o valor pago foi de R\$ 2.264,45 e a economia total foi de R\$ 14.638,55. A economia média mensal foi de **R\$ 1.219,88** para o período de referência

#### 4.2.9 Simulação - 25 anos de operação

De acordo com o fabricante dos módulos HiKu CS3W-405Wp e 425Wp esse modulo possui perda no primeiro ano de 2,5% e nos demais anos, uma perda linear de não mais que 0,6% (CANADIAN SOLAR, 2019). Portanto, foi considerado o pior cenário.

Estimou-se então a média mensal de geração para os próximos 25 anos de operação tendo como base o primeiro ano completo de geração do Sistema 2. Com isso, a tabela 18 mostra todos os valores:

Tabela 18 – Geração simulada para 25 anos de operação - Sistema 2.

<b>Análise de Produtividade Anual</b>		
<b>Ano</b>	<b>Energia Total (kWh/ano)</b>	<b>Energia Média Produzida (kWh/mês)</b>
1	22.928,09	1.910,67
2	22.354,89	1.862,91
3	22.220,76	1.851,73
4	22.087,43	1.840,62
5	21.954,91	1.829,58
6	21.823,18	1.818,60
7	21.692,24	1.807,69
8	21.562,09	1.796,84
9	21.432,71	1.786,06
10	21.304,12	1.775,34
11	21.176,29	1.764,69
12	21.049,24	1.754,10
13	20.922,94	1.743,58
14	20.797,40	1.733,12
15	20.672,62	1.722,72
16	20.548,58	1.712,38
17	20.425,29	1.702,11
18	20.302,74	1.691,89
19	20.180,92	1.681,74
20	20.059,84	1.671,65
21	19.939,48	1.661,62
22	19.819,84	1.651,65
23	19.700,92	1.641,74
24	19.582,72	1.631,89
25	19.465,22	1.622,10

<b>Geração Total (kWh)</b>	524.004,47
----------------------------	------------

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

#### **4.2.10 Análise Financeira**

##### **4.2.10.1 LCOE**

Conforme descrito anteriormente, o cálculo do LCOE é representado pela equação 1 e sabendo que o **CAPEX<sup>2</sup> = R\$ 54.542,00** o **OPEX<sup>2</sup> = R\$ 30.096,00** e a Geração total ao longo da vida útil é de aproximadamente **524.004,47 kWh**, temos o LCOE para o Sistema 2:

$$LCOE^2 = \frac{R\$ 54.542,00 + R\$ 30.096,00}{524.004,47 \text{ kWh}}$$

$$LCOE^2 = 0,16152 \frac{R\$}{kWh}$$

##### **4.2.10.2 Fluxo de Caixa, Payback e TIR**

Para o sistema em questão desenvolveu-se um fluxo de caixa, tabela 19, para avaliar os parâmetros financeiros. Foram utilizados os mesmos conceitos apresentados nos itens 3.4 e 4.1.10.

Tabela 19 – Fluxo de caixa e parâmetros financeiros – Sistema 2.

PAE* (kWh)	Ano	TE + TUSDc (R\$/kWh)	TE + TUSDcm (R\$/kWh)	TOTAL A PAGAR COM SFCR	TOTAL A PAGAR SEM SFCR	ECONOMIA DE ENERGIA	Custos SFCR	BALANÇO ACUMULADO	Ano
	0					-R\$ 54.542,00	-R\$ 54.542,00	-R\$ 54.542,00	0
22.928,09	1	R\$ 0,816	R\$ 0,722	R\$ 2.766,03	R\$ 15.485,05	R\$ 12.719,02	-R\$ 1.203,84	-R\$ 43.026,82	1
22.354,89	2	R\$ 0,883	R\$ 0,781	R\$ 3.066,04	R\$ 17.389,90	R\$ 14.323,86	-R\$ 1.324,22	-R\$ 30.027,19	2
22.220,76	3	R\$ 0,955	R\$ 0,845	R\$ 3.399,65	R\$ 19.529,07	R\$ 16.129,41	-R\$ 1.456,65	-R\$ 15.354,42	3
22.087,43	4	R\$ 1,033	R\$ 0,914	R\$ 3.770,74	R\$ 21.931,38	R\$ 18.160,64	-R\$ 1.602,31	R\$ 1.203,91	4
21.954,91	5	R\$ 1,118	R\$ 0,989	R\$ 4.272,53	R\$ 24.629,21	R\$ 20.356,68	-R\$ 1.762,54	R\$ 19.798,05	5
21.823,18	6	R\$ 1,209	R\$ 1,070	R\$ 5.911,17	R\$ 27.658,90	R\$ 21.747,74	-R\$ 1.938,80	R\$ 39.606,99	6
21.692,24	7	R\$ 1,308	R\$ 1,157	R\$ 7.834,95	R\$ 31.061,29	R\$ 23.226,33	-R\$ 2.132,68	R\$ 60.700,64	7
21.562,09	8	R\$ 1,415	R\$ 1,252	R\$ 10.085,24	R\$ 34.882,20	R\$ 24.796,97	-R\$ 2.345,94	R\$ 83.151,67	8
21.432,71	9	R\$ 1,531	R\$ 1,355	R\$ 12.708,92	R\$ 39.173,14	R\$ 26.464,21	-R\$ 2.580,54	R\$ 107.035,34	9
21.304,12	10	R\$ 1,657	R\$ 1,466	R\$ 15.759,20	R\$ 43.991,91	R\$ 28.232,71	-R\$ 2.838,59	R\$ 132.429,46	10
21.176,29	11	R\$ 1,793	R\$ 1,586	R\$ 19.296,34	R\$ 49.403,46	R\$ 30.107,12	-R\$ 3.122,45	R\$ 159.414,13	11
21.049,24	12	R\$ 1,939	R\$ 1,716	R\$ 23.388,60	R\$ 55.480,68	R\$ 32.092,09	-R\$ 3.434,70	R\$ 188.071,52	12
20.922,94	13	R\$ 2,098	R\$ 1,856	R\$ 28.113,28	R\$ 62.305,48	R\$ 34.192,21	-R\$ 3.778,17	R\$ 218.485,56	13
20.797,40	14	R\$ 2,270	R\$ 2,008	R\$ 33.557,85	R\$ 69.969,82	R\$ 36.411,97	-R\$ 4.155,98	R\$ 250.741,55	14
20.672,62	15	R\$ 2,456	R\$ 2,173	R\$ 39.821,29	R\$ 78.576,96	R\$ 38.755,67	-R\$ 4.571,58	R\$ 284.925,64	15
20.548,58	16	R\$ 2,657	R\$ 2,350	R\$ 47.015,51	R\$ 88.242,88	R\$ 41.227,37	-R\$ 5.028,74	R\$ 321.124,27	16
20.425,29	17	R\$ 2,875	R\$ 2,543	R\$ 55.267,04	R\$ 99.097,84	R\$ 43.830,80	-R\$ 5.531,61	R\$ 359.423,46	17
20.302,74	18	R\$ 3,110	R\$ 2,751	R\$ 64.718,86	R\$ 111.288,08	R\$ 46.569,22	-R\$ 6.084,77	R\$ 399.907,91	18
20.180,92	19	R\$ 3,365	R\$ 2,977	R\$ 75.532,54	R\$ 124.977,87	R\$ 49.445,33	-R\$ 6.693,25	R\$ 442.659,99	19
20.059,84	20	R\$ 3,640	R\$ 3,220	R\$ 87.890,53	R\$ 140.351,67	R\$ 52.461,14	-R\$ 7.362,58	R\$ 487.758,56	20
19.939,48	21	R\$ 3,939	R\$ 3,484	R\$ 101.998,88	R\$ 157.616,64	R\$ 55.617,76	-R\$ 8.098,83	R\$ 535.277,49	21
19.819,84	22	R\$ 4,261	R\$ 3,769	R\$ 118.090,16	R\$ 177.005,41	R\$ 58.915,25	-R\$ 8.908,72	R\$ 585.284,02	22
19.700,92	23	R\$ 4,610	R\$ 4,078	R\$ 136.426,87	R\$ 198.779,24	R\$ 62.352,37	-R\$ 9.799,59	R\$ 637.836,80	23
19.582,72	24	R\$ 4,988	R\$ 4,412	R\$ 157.305,17	R\$ 223.231,51	R\$ 65.926,34	-R\$ 10.779,55	R\$ 692.983,60	24
19.465,22	25	R\$ 5,396	R\$ 4,773	R\$ 181.059,16	R\$ 250.691,71	R\$ 69.632,55	-R\$ 11.857,50	R\$ 750.758,64	25
CONSUMO ANUAL (kWh)		Aumento Programado		Payback Simples		TIR			
18.981		3,8%		3 Anos e 11 Meses		30,3%			

\*PAE – Produção Anual Estimada

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Para o Sistema 2, é possível perceber que tivemos um *payback* simples de aproximadamente 3 anos e 11 meses e uma TIR de 30,3%. Tudo isso considerando um consumo anual de 18.981 kWh para o primeiro ano e um aumento programado de 3,8% ao ano e o mesmo aumento anual no OPEX do sistema 1, conforme IPCA, de aproximadamente 10% (IBGE, 2021).

### 4.3 Desempenho Financeiro

#### 4.3.1 Primeiros 12 meses

A tabela 20 faz uma avaliação comparativa do resultado dos primeiros 12 meses de economia, em função da potência de saída dos sistemas FV.

Tabela 20 – Comparação Custo equivalente.

CICLO	CUSTO EQUIVALENTE SISTEMA 1 (R\$/KWP)	CUSTO EQUIVALENTE SISTEMA 2 (R\$/KWP)
nov/21	118,90	123,66
out/21	125,09	114,32
set/21	125,61	148,04
ago/21	126,77	114,93
jul/21	125,18	127,63
jun/21	102,27	116,05
mai/21	150,87	122,00
abr/21	93,57	151,34
mar/21	80,74	123,14
fev/21	111,80	114,07
jan/21	136,48	165,59
dez/20	137,90	104,08
<b>TOTAL</b>	<b>1435,18</b>	<b>1524,85</b>
<b>MÉDIA</b>	<b>119,60</b>	<b>127,07</b>

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Tendo em vista o exposto na tabela, destaca-se que o sistema com microinversores, mesmo com os problemas técnico explicitados anteriormente, teve uma leve vantagem financeira em relação ao sistema com *strings* tradicionais para o parâmetro estabelecido.

Porém, se levarmos em consideração que a diferença de CAPEX dos dois investimentos foi de R\$ 8.352,99, é possível dizer que o Sistema 2 obteve um desempenho financeiro significativamente melhor para o período em análise.

#### 4.3.2 Próximos 25 anos

A tabela 21 faz alusão aos resultados financeiros obtidos para os dois sistemas ao longo dos 25 anos de vida útil dos SFCR.

Tabela 21 – Resultados dos parâmetros financeiros Sistema 1 e Sistema 2

	SISTEMA 1	SISTEMA 2
<b>CAPEX</b>	R\$ 62.894,99	R\$ 54.542,00
<b>OPEX</b>	R\$ 43.890,00	R\$ 30.096,00
<b>LCOE (R\$/kWh)</b>	R\$ 0,16351	R\$ 0,16152
<b>TIR</b>	32,8%	30,3%
<b>PAYBACK</b>	3 anos e 7 meses	3 anos e 11 Meses

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Fazendo uma análise comparativa a longo prazo, é possível inferir que o Sistema 1 apresentou um desempenho financeiro ligeiramente superior de *Payback Simples*, e uma TIR relativamente mais atrativa, apresentando uma taxa de retorno 2,5% melhor. Porém, quando levamos em consideração a comparação do LCOE, infere-se que o Sistema 2 terá um menor custo associado à geração de energia.

Levando em consideração que os investimentos foram avaliados para um período de 25 anos, é importante destacar que a diferença entre os *paybacks* foi bem pequena, pois 4 meses a mais ou a menos dentro da vida útil do sistema não será o principal indicador para escolha do investimento.

Além disso, avaliou-se que o Sistema 1 apresentou uma TIR cerca 2,5% superior, caso fosse feita uma análise pura e simples desse indicador financeiro, pode-se dizer que investir no Sistema 1 é a melhor opção, porém é importante avaliar outros parâmetros em conjunto, já que a TIR revela apenas os retornos esperados e não as potenciais perdas envolvendo os investimentos.

Portanto, para complementar a análise, foi avaliado o LCOE dos sistemas e com isso, foi possível identificar que o Sistema 2 obteve um custo de R\$ 0,002 menor que o Sistema 1, que ao longo de 25 anos também não representará um valor tão significativo para os investimentos analisados.

## 4.4 Desempenho Técnico

### 4.4.1 Primeiros 12 meses

Para compararmos o desempenho técnico do Sistema 1 – *String* Tradicional e o Sistema 2 – Microinversores (MLPE), conforme exposto no capítulo anterior, foi utilizado o conceito de Produtividade Final (Yf), visto que os dois SFCR estão instalados num mesmo condomínio de casas, fazendo que a disponibilidade do recurso solar e os fatores climáticos sejam os mesmos.

Em função disso, a tabela 22 faz uma comparação da Produtividade em kWh/kWp mês a mês.

Tabela 22 – Variação de Produtividade (kWh/kWp)

Meses analisados	Geração Sistema 1 (kWh/kWp)	Geração Sistema 2 (kWh/kWp)	Variação (%)
dez/20	189,6	225,2	15,83%
jan/21	171,8	205,1	16,25%
fev/21	154,4	177,6	13,05%
mar/21	144,5	172,2	16,06%
abr/21	169,3	201,2	15,83%
mai/21	150,8	182,6	17,39%
jun/21	159,4	193,1	17,43%
jul/21	169,7	206,6	17,87%
ago/21	188,6	227,8	17,21%
set/21	189,4	220,3	14,02%
out/21	190,2	170,9	-11,29%
nov/21	195,6	205,7	4,93%
<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>2073,41</b>	<b>2388,34</b>	<b>15,19%</b>

Fonte: Elaborada pelo autor, 2022

Com isso, é possível perceber que o rendimento do Sistema 2 foi cerca de 15,19% maior do que o rendimento do Sistema 1, pois conseguiu produzir, proporcionalmente, uma quantidade maior de energia com uma potência de saída menor.



Isso pode ser explicado pelas fontes de *mismatch*, como variações de temperatura, alterações dinâmicas de irradiância que afetam de forma muito mais crítica às *Strings* do que os microinversores, justamente pelo fato dos módulos serem conectados em MPPTs diferentes. Além disso, a degradação anual dos módulos continua a aumentar o *mismatch* e reduz o retorno de investimento de um sistema FV ano após ano (SOUZA, 2015).

É válido ressaltar também que, em relação a esse parâmetro, o Sistema 2 teve desempenho superior, mesmo tendo ficado com o desempenho prejudicado por aproximadamente 25 dias, 19 dias em outubro e 6 dias em novembro, devido ao problema técnico explicitado no capítulo anterior, sendo outubro o único mês no qual o Sistema 1 foi superior. O desempenho em outubro do Sistema 1 foi 11,29% maior e mesmo com os 6 dias de geração prejudicada em novembro, o sistema 2 foi 4,93% superior em relação ao concorrente.

#### **4.4.2 Próximos 25 anos**

Ao analisarmos um horizonte de 25 anos, existem diversos fatores de difícil mensuração que podem influenciar na produtividade dos sistemas FV, *missmatch* dos módulos, corrosão dos componentes metálicos, patologias, como os *hotspots*, danos físicos e assim por diante.

Em qualquer um dos casos, existem diversas vantagens na utilização dos microinversores, principalmente em telhados de ambientes urbanos, pois ao ligarmos um conjunto de módulos à entrada do inversor *string*, respeitadas as características do equipamento, não é possível identificar quantos nem quais módulos estão conectados (VILLALVA, 2020).

Entretanto, em sistemas com tecnologia MLPE, principalmente em relação ao monitoramento, é possível identificar individualmente se existem módulos operando fora da normalidade e em casos de substituição do equipamento, a flexibilidade na reposição e até mesmo numa eventual expansão é uma vantagem significativa para o investidor.

Tal fato fica ainda mais claro ao analisarmos a produtividade total dos SFCR, no qual o Sistema 1 e o Sistema 2 obtiveram 46.648,97 kWh/kWp e 54.583,79 kWh/kWp respectivamente de produtividade total para os 25 anos de vida útil.

Por fim, diante do que foi exposto é de se esperar que ao longo da vida útil dos SFCR, o Sistema 2 apresente um desempenho técnico proporcionalmente superior em relação ao Sistema 1, visto que as degradações consideradas na análise foram muito parecidas e lineares, 0,6% para o Sistema 2 e 0,7% para o Sistema 1, à exceção do primeiro ano em que foi proposto uma degradação de 2,5% para os dois casos.

## 5. CONCLUSÃO

Primeiramente, é importante ressaltar que ambos os investimentos são extremamente rentáveis, visto que dificilmente no mercado encontram-se taxas melhores. Ademais, os *paybacks*, 3 anos e 7 meses e 3 anos e 11 meses para os sistemas 1 e 2 respectivamente, também são bastante atrativos e os indicadores mostram a qualidade dos investimentos em energias renováveis, mais especificamente em sistemas FV. Fazendo o comparativo financeiro para o cenário de 25 anos, é possível inferir que para o sistema 1 a TIR e o *payback* foram melhores, 2,5% e 4 meses respectivamente, mas o LCOE foi 0,00199 R\$/kWh pior do que para o sistema 2. Com isso, os indicadores monetários foram mostram uma superioridade pequena para o Sistema 1 – *Strings Tradicional*, de acordo com a tabela 21. Porém existem alguns fatores que podem compensar essa superioridade quando levamos em consideração a tecnologia empregada nos dois investimentos.

Em se tratando de microinversores, a substituição de equipamentos defeituosos é feita de forma muito mais fácil pelo operador, pois qualquer outro módulo FV, de qualquer potência, instalado em qualquer layout pode ser utilizado como substituto, o mesmo também vale para a troca dos microinversores. Por outro lado, quando há problemas em sistemas de *strings* tradicionais, apenas com a visita técnica de uma equipe capacitada é possível identificar o módulo FV defeituoso e, além disso, a substituição deste equipamento deve ser feita por um módulo FV com as mesmas especificações técnicas, no mesmo layout e assim por diante, para que não haja perda de eficiência nas *strings*, o que dificulta bastante a manutenção e pode até mesmo contribuir para o aumento não previsto no OPEX do investimento. Em função disso, é possível dizer que sistemas com microinversores, em geral, podem apresentar custos operacionais menores em relação aos sistemas com tecnologia de *strings* tradicionais, tanto em relação aos módulos como em relação aos inversores.

Trazendo para uma avaliação a curto prazo e verificando as economias obtidas para um primeiro ano de geração, em valores brutos, o Sistema 1 foi superior chegando a um total de aproximadamente R\$ 20 mil, essa superioridade é justificada pela maior geração no período e pelo maior consumo da unidade. Porém, ao avaliarmos as potências de saída e os valores economizados,

percebe-se um desempenho melhor do Sistema 2, que obteve uma maior economia em R\$/kWp, cerca de R\$ 7,47/kWp, com um CAPEX de R\$ 8.352,99 menor do que o Sistema 1.

Levando em consideração a comparação dos parâmetros técnicos entre as duas tecnologias, nos dois cenários avaliados, é possível perceber que o desempenho técnico do Sistema 2 foi superior ao do Sistema 1. Para os primeiros 12 meses, o rendimento a produtividade final do Sistema 2 foi 15,19% maior. Com isso, é factível dizer que o SFCR com microinversores conseguiu produzir proporcionalmente mais energia com uma potência de saída menor. É válido ressaltar que a quantidade de módulos, o arranjo desses módulos no telhado, a inclinação, as potências e até mesmo o fabricante podem influenciar nesse parâmetro. Porém, a maioria desses fatores, incluindo o *missmatch*, podem ser corrigidos ou pelo menos minimizados pela tecnologia MLPE. Entretanto, em situações de geradoras em solo, por exemplo, onde a liberdade de arranjo dos módulos é muito maior e não há muitos problemas de sombreamento, as *strings* tradicionais mostram-se como uma excelente solução. Portanto, tendo em vista tudo o que foi abordado e os resultados obtidos, é possível inferir que para sistemas residenciais, a alternativa de microinversores mostrou-se superior em relação a alternativa com inversores *string* tradicionais. Entretanto, paralelamente a isto, a escolha do investimento entre essas alternativas deve ser feita após os respectivos estudos detalhados de viabilidade técnica e financeira, os quais dependerão das premissas iniciais e das limitações particulares de cada projeto.

## **5.1 Sugestão de Trabalhos Futuros**

Visto que as análises comparativas técnico-financeiras entre diferentes tipos de tecnologia, principalmente em energias renováveis, são importantes para a tomada de decisão dos investidores, a sugestão para trabalhos futuros é seguir nessa linha comparativa entre as tecnologias disponíveis no mercados, como módulos bifaciais, *trackers*, otimizadores de potência, entre outros.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **NBR 10899 Energia solar fotovoltaica - Terminologia**. ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro. 2006.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 414**, de 9 de setembro de 2010.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012.

\_\_\_\_\_. **Geração Distribuída**, 2016.

\_\_\_\_\_. **Bandeiras Tarifárias**, 2021. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br>>

BLOOMBERG. **USD/BRL quotations**. Disponível em:  
<<https://www.bloomberg.com/quote/USDBRL:CUR>>. Acesso em 29/12/2021.

CANADIAN SOLAR INC. **Limited Warranty Statement Photovoltaic Diamond Module Products**. 01/01/2015.

CAPITALRESEARCH, **Payback simples: o que é e como calcular**. Disponível em:. Acesso em: 29/12/2021

CASSARES, Maurício Andrés Rodríguez; et al. **Análise Da Produtividade Do Primeiro Ano De Operação De Um Sistema Fotovoltaico Com Seguidor Solar De Eixo Horizontal**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, abr. 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/163>  
Acesso em: 14 jan. 2022.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos – 2014**. Disponível em:<<https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>>. Acesso em: 02 out. 2015.

ELECTRO. **Diferença entre tarifas TE e TUSD**. Disponível em:

<<http://www.elektro.com.br/sua-casa/diferenca-entre-tarifas-te-e-tu>>. Acesso em 06/08/2021.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **“Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021”**. 2021. 255 p.

FRONTIN, Sergio de Oliveira et al. **“Usina Fotovoltaica Jaíba Solar: Planejamento e Engenharia”**. Teixeira Gráfica e Editora Ltda., 2017. 528 p.

Fu, R., Feldman, D. and Margolis, R., 2018. **US Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-72399, disponível em: <<https://www.nrel.gov>>. Acesso em: 29/12/2021.

KIKUMOTO, Bruno. **De quem é a responsabilidade civil?** Revista Canal Solar, Canal Solar, N°1, p.80, dezembro, 2020.

MEGAWHAT ENERGY. **Eficiências energética**. Disponível em <<https://megawhat.energy/verbetes/307/eficiencia-energetica>>. Acesso em 06/08/2021.

MEGAWHAT ENERGY. **Tarifa social de energia elétrica**. Disponível em <<https://megawhat.energy/verbetes/404/tarifa-social-de-energia-eletrica>>. Acesso em 06/08/2021.

MICROINVERTOR APSYSTEMS. **Datasheet Microinversor QS1-BR APsystems**. Disponível em: <<https://microinversor.com.br/APsystems/QS1A/Datasheet-QS1A-BR-220V.pdf>>. Acesso em 06/08/2021

NEO SOLAR. **Diferença entre microinversores e inversor string**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/diferenca-micro-inversor-inversor-string?gclid=CjwKCAjw4KyJBhAbEiwAaAQbExIzh0GKf>>

hl7bWtsk8XMJsKCK91cG1xWml4m\_FvDvz5OOmrwQTNouBoCVBIQAvD\_BwE>. Acesso em 20/08/2021

PORTAL SOLAR. **Célula Fotovoltaica**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>>. Acesso em 12/08/2021

PORTAL SOLAR. **Módulo Fotovoltaico**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/modulo-fotovoltaico>>. Acesso em 12/08/2021

PORTAL SOLAR. **Como funciona o sistema fotovoltaico conectado à rede**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-energia-solar.html#ancora1.3>>. Acesso em 12/08/2021

PVSYST SA. **Portal do Software PVSyst**. 2015. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>. Acesso em: 20/12/2021

RAPTOR MAPS INC. **Global Solar Aerial Inspection Report**. Disponível em <<https://raptormaps.com/2021-global-solar-aerial-inspection-report/>>. Acesso em: 29/12/2021.

RIBEIRO. Breno Prince Marcondes. Picarelli, Lucas Borges. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso e Análise Econômica**. Brasília: Universidade de Brasília – UnB, DF, 2015

SOLAR EDGE. **LCOE em sistemas fotovoltaicos, como calcular**. Disponível em: <<https://www.solaredge.com/br/solaredge-blog/lcoe-sistemas-fotovoltaicos-como-calcular>>. Acesso em 20/12/2021

SOUZA, João Paulo de. **Tecnologia MLPE – Como os otimizadores de potência estão revolucionando o mercado fotovoltaico**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, abr. 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/163> Acesso em: 14 jan. 2022.

**SWERA; Solar: Monthly and Annual Average Direct Normal Irradiance GIS Data at Onedegree Resolution of the World form NASA/SSE, 2008.**  
Disponível em: <<http://en.openei.org/apps/SWERA>>. Acesso em: 29/12/2021

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. 1º Ed. São Paulo: Érica, 2012, 224 p.